

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA.

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO.



ESTADO DE LA TECNOLOGÍA EN LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL: APLICACIONES A NUEVOS PRODUCTOS Y SERVICIOS.

PROGRAMA DE DOCTORADO EN DISEÑO, FABRICACIÓN Y GESTIÓN DE PROYECTOS
INDUSTRIALES.

Autor: Pablo Lloret Bassecourt

Tesis dirigida por D. Gabriel Songel González, Catedrático de Diseño

DPTO DE DIBUJO Y EXPRESIÓN GRÁFICA

Tesis presentada para obtener el título de Doctor
por la UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

Valencia, Mayo de 2015

AGRADECIMIENTOS

A mi madre, y a mi mujer... por soportarme....

... y a mi hija... por darme fuerzas...

RESUMEN

El gas natural no solo es el combustible fósil más limpio disponible en la actualidad sino que, a diferencia de otros combustibles fósiles en declive, sigue siendo abundante tanto en Europa como en otros continentes, por lo que constituye un componente vital del mix energético.

La demanda de energía sigue aumentando, por lo que gas natural juega un papel crucial en la política energética actual de la Unión Europea (UE). El gas natural es un actor clave en la transición hacia una economía baja en carbono y un sistema energético más sostenible.

La sustitución del carbón y del petróleo por el gas es necesaria si queremos reducir las emisiones de gas de efecto invernadero de aquí a 2030.

Además, el desarrollo paralelo de técnicas como la captura y almacenamiento de carbono (CCS), harán posible que el gas se convierta en una tecnología con una emisión de carbono todavía más baja en un futuro próximo.

Por otro lado, la abundancia del gas juega a su favor como *complemento de las energías renovables*, cubriendo las intermitencias que se producen en fuentes como la eólica o la solar y permitiendo una fácil adaptación a los picos de demanda.

Palabras Clave o descriptores

Aplicaciones gas natural, GNL, Cadena Valor Energía, Dependencia Energética, Efecto invernadero, Protocolo Kyoto, Redes eléctricas inteligentes, Economía del Hidrógeno

ABSTRACT

Natural gas is not only the cleanest fossil fuel available today but, unlike other fossil fuels decline, still abundant in Europe and on other continents, so it is a vital component of the energy mix.

The demand for energy continues to rise, so natural gas plays a crucial role in the current energy policy of the European Union (EU). Natural gas is a key player in the transition to a low carbon economy and a more sustainable energy system.

The substitution of coal and oil to gas is necessary if we want to reduce emissions of greenhouse gases by 2030.

In addition, the parallel development of techniques such as carbon capture and storage (CCS), will enable the gas to become a technology with carbon even lower in the near future.

Moreover, the abundance of gas in their favor to complement renewables, covering their flashes that occur at sources such as wind or solar and allowing easy adaptation to peak demands.

Keywords

Apps natural gas, LNG Value Chain, Energy Dependency, Greenhouse, Kyoto Protocol, Smart grids, Hydrogen Economy.

RESUM

El gas natural no sols és el combustible fòssil més net disponible en l'actualitat sino que, a diferència d'altres combustibles fòssils en declivi, segueix sent abundant tant en Europa com en altres continents, per la qual cosa constitueix un component vital del MIX ENERGÈTIC.

La demanda d'energia segueix augmentant, per això gas natural juga un paper crucial en la política energètica actual de l'Unió Europea (UE). El gas natural és un actor clau en la transició cap a una economia baixa en carboni i un sistema ENERGÈTIC més sostenible.

La Substitució del carbó i del petroli pel gas és necessària si volem reduir les emissions de gas d'efecte hivernacle d'ací a 2030.

A més, el desenvolupament paral·lel de tècniques com la captura i l'emmagatzematge de carboni (CCS) , faran possible que el gas es convertisca en una tecnologia amb una emissió de carboni encara més baixa en un futur pròxim.

D'altra banda, l'abundància del gas juga al seu favor com a complement de les energies renovables, cobrint les intermitències que es produeixen en fonts com l'eòlica o la solar i permetent una fàcil adaptació als pics de demanda.

Paraules Clau o descriptors

Aplicacions gas natural, GNL, Cadena Valor Energia, Dependència Energètica, Efecte hivernacle, Protocol KYOTO, Xarxes elèctriques intel·ligents, Economia de l'Hidrogen

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	5
RESUMEN	7
ABSTRACT	8
RESUM	9
ÍNDICE	10
INTRODUCCIÓN	20
PRÓLOGO.....	20
ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN.....	21
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA. HIPÓTESIS.....	22
PROPÓSITO Y OBJETIVOS.....	23
CONTRIBUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN. ASPECTOS INNOVADORES.....	24
METODOLOGÍA.....	25
1. Conocimiento del entorno.....	25
2. Planteamiento de la Hipótesis.....	26
3. Lineas de acción, Desarrollos en fase de I+D y ya comercializados.....	26
4. Filtrado de la información.....	26
5. Análisis, resultados y conclusiones.....	26
ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO.....	27
CAPÍTULO 1.- LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL. GENERALIDADES	29
SECCIÓN 1.- EL GAS NATURAL Y SUS FASES.....	38
TÍTULO 1.- DIAGRAMA DE FASES.....	40
SECCIÓN 2.- EL GAS NATURAL LICUADO (GNL).....	41
SECCIÓN 3.- HISTORIA GENERAL DEL GNL.....	45
SECCIÓN 4.- TRANSFORMACIONES DEL GAS NATURAL.....	51
TÍTULO 1.- EL GAS NATURAL.....	51
TÍTULO 2.- EL GAS NATURAL LICUADO (GNL).....	52
TÍTULO 3.- LIQUIDOS DE GAS NATURAL (LNG).....	53
TÍTULO 4.- GAS LICUADO DEL PETROLEO (GLP).....	54
TÍTULO 5.- GAS TO LIQUIDS (GTL).....	55
SECCIÓN 5.- ETAPAS EN LA CADENA DE VALOR DEL gas natural y del GNL.....	57
TÍTULO 1.- LA PROSPECCIÓN Y LA EXTRACCIÓN.....	63
1. Método tradicional.....	63
2. Gas de Lutita (Shale Gas).....	64
2.1. LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (FRACKING).....	65
TÍTULO 2.- EL TRANSPORTE.....	69
1. LA LICUEFACCIÓN.....	71
1.1. PRINCIPIOS BASICOS DE LA REFRIGERACION.....	71
1.2. EL DIAGRAMA DE PRESION Y ENTALPIA.....	73
1.3. CICLOS DE REFRIGERACION MÁS COMUNES EN EL MUNDO DEL GNL.....	74
TÍTULO 3.- EL ALMACENAJE DEL GAS NATURAL.....	75

1. Almacenamiento subterráneo de gas natural	75
2. Almacenamiento de gas natural Licuado (GNL)	76
TÍTULO 4.- LA DISTRIBUCIÓN HASTA EL USUARIO	77

CAPÍTULO 2.- UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL. ESTADO DEL ARTE **79**

SECCIÓN 1.- USO DOMÉSTICO Y COMERCIAL..... **85**

TÍTULO 1.- USO DOMÉSTICO **85**

1. CATEGORÍAS DE GASODOMÉSTICOS	87
1.1. COCCIÓN.....	87
1.2. CALENTADORES DE ACS.....	87
1.2.1. Calentadores de Paso.....	87
1.2.2. Calentadores de Acumulación	88
1.3. ACS-CALEFACCIÓN	88
1.4. Caldera Abierta de tiro natural o atmosférica.....	90
1.4.1. CALDERA ABIERTA DE TIRO FORZADO	91
1.4.2. Caldera Estanca.....	91
1.4.3. Calderas de Condensación	92
2.5. CALEFACCIÓN	95
2.6. SOLAR TÉRMICA	95
2.7. Exteriores	96
2.8. LINEA BLANCA	96

TÍTULO 2.- USO COMERCIAL..... **97**

TÍTULO 3.- HIBRIDACIÓN de la GEOTERMIA CON GAS NATURAL..... **98**

1. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO	100
2. TIPOLOGÍAS	101
2.1. HORIZONTAL.....	101
2.2. VERTICAL	101
2.3. BUCLE ABIERTO	102
3. EXPERIENCIAS	102

TÍTULO 4.- USO EN CENTROS ASISTENCIALES DE SALUD **104**

1. VENTAJAS AMBIENTALES.....	105
2. VENTAJAS ECONÓMICAS	106
3. VENTAJAS TÉCNICAS	107
3.1. VENTAJAS OPERATIVAS	107
3.2. VENTAJAS DE MANTENIMIENTO	107
4. EQUIPAMIENTO TÉRMICO	108
4.1. INNOVACIÓN TECNOLÓGICA	108
5. EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO.....	109
6. INSTALACIÓN TIPO DE GAS ANTURAL PARA UN HOSPITAL	109
7. ESTUDIO ECONÓMICO.....	110

TÍTULO 5.- DISTRICT HEATING & COOLING (CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN URBANA) **112**

SECCIÓN 2.- USO INDUSTRIAL..... **114**

TÍTULO 1.- CLASIFICACIÓN POR SECTOR INDUSTRIAL:..... **116**

1. Cerámica.....	116
2. Metalúrgia	116
3. Vidrio	116
4. Textil	116
5. Química.....	117

6. Otras actividades industriales.....	117
7. Industria Petroquímica	117
TÍTULO 2.- QUEMADORES, CALDERAS; HORNOS Y SECADEROS	120
1. Quemadores	120
2. Calderas	120
3. Hornos	121
4. Secaderos	122
5. Aplicaciones descentralizadas	123
TÍTULO 3.- SISTEMAS DE COGENERACIÓN	124
1. VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN	125
2. SISTEMAS DE COGENERACIÓN	125
2.1. PLANTAS CON MOTORES ALTERNATIVOS (DIESEL O CICLO OTTO)	125
2.2. PLANTAS CON TURBINAS DE VAPOR (CICLO DE RANKIN)	125
2.3. PLANTAS CON TURBINAS DE GAS (CICLO BRYTON)	126
2.3.1. CICLO SIMPLE	126
2.3.2. CICLO COMBINADO.....	126
2.3.3. CICLO COMBINADO A CONDENSACIÓN	128
2.4. TRIGENERACIÓN (CHCP)	128
2.5. MICROCOGENERACIÓN	130
2.6. PILA DE COMBUSTIBLE	132
TÍTULO 4.- LA HIBRIDACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y EL GNL. CENTRALES ENERGÉTICAS TERMOSOLARES (CETS)	133
TÍTULO 5.- CLIMATIZACIÓN. MÁQUINAS DE ABSORCIÓN Y COMPRESORES A GAS.	133
1. CICLO A LLAMA DIRECTA DE GAS CON SOLUCIÓN H ₂ O Y NH ₃	134
2. CICLO EN BOMBA DE CALOR REVERSIBLE A LLAMA DIRECTA A GAS CON SOLUCIÓN H ₂ O Y NH ₃	135
3. CICLO DE DOBLE EFECTO A LLAMA DIRECTA A GAS CON SOLUCIÓN H ₂ O Y LIBR	139
3.1. Ciclo de refrigeración.....	139
3.2. Ciclo de calefacción	141
4. CICLO DE SIMPLE EFECTO POR AGUA CALIENTE CON SOLUCIÓN H ₂ O Y LIBR	141
5. CICLO DE COMPRESIÓN	143
TÍTULO 6.- LAS PLANTAS SATÉLITES DE GNL.....	144
1. ORÍGENES DE LAS PLANTAS SATÉLITES DE GNL.....	144
1.1. EN ESPAÑA	145
2. REQUISITOS MÍNIMOS DE DISTRIBUCIÓN	147
TÍTULO 7.- PROPULSIÓN CON TURBINAS A GAS	148
1. PROPULSIÓN MARINA	148
2. PROPULSIÓN TANQUES DE GUERRA	152
3. PROPULSIÓN LOCOMOTORAS	153
4. PROPULSIÓN AERONAVES: AVIONES Y HELICOPTEROS	154
5. PROPULSIÓN AUTOBUSES	156
SECCIÓN 3.- USO PARA EL TRANSPORTE (GNV O GNAUTO): GNC, GNL Y LPG	157
TITULO 1.- TRANSPORTE TERRESTRE	157
1. GAS NATURAL VEHICULAR: GASOCENTROS	157
1.1. PLANTA MOVIL DE REGASIFICACIÓN	157
2. GAS NATURAL VEHICULAR : GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC).....	158
3. GAS NATURAL VEHICULAR: GNL Auto	159
3.1. GNL AUTO EN ESPAÑA.....	159

TÍTULO 2.- USO PARA EL TRANSPORTE MARÍTIMO	161
TÍTULO 3.- USO PARA EL TRANSPORTE AEREO	163
SECCIÓN 4.- EL BIOGAS.....	164
TÍTULO 1.- APLICACIONES DEL BIOGAS	165
TÍTULO 2.- TRATAMIENTO ANAERÓBICO: GENERACIÓN DE BIOGAS	168
TÍTULO 3.- EL BIOGÁS EN ESPAÑA	169
1. PROYECTO VILA-SANA	170
2. PROYECTO MONTARGULL	170
SECCIÓN 5.- INDUSTRIA QUÍMICA - TECNOLOGÍA GTL (GAS-TO-LIQUIDS).....	171
TÍTULO 1.- PROCESOS	174
TÍTULO 2.- PROCESO Fischer-Tropsch (FT).....	175
Evolución histórica del proceso FT	175
ETAPAS DEL PROCESO FISCHER-TROPSCH.....	176
2.1. GENERACIÓN DEL GAS DE SÍNTESIS.....	176
• Reformado de vapor.....	176
• Oxidación parcial.....	177
• Reformado de CO ₂	177
• Reformado auto térmico.....	177
• Plasma.....	177
2.2. SÍNTESIS DE FISCHER-TROPSCH (FT)	178
2.3. REACTORES FT	179
2.4. LECHO FIJO	179
2.5. REACTOR FASE SLURRY.....	180
2.6. LECHO FLUIDIZADO CIRCULANTE	180
2.7. LECHO FLUIDIZADO	181
2.8. CATALIZADORES FT.....	181
2.9. QUÍMICA DE LA SÍNTESIS DE FT	182
2.10. MEJORA DEL PRODUCTO.....	183
2.11. SISTEMAS ADICIONALES	184
TÍTULO 3.- ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA.....	185
1. PLANTAS EXISTENTES	185
2. PLANTAS PROYECTADAS.....	186
3. TECNOLOGÍA GTL POR EMPRESA	186
4. ECONOMÍA DE PROYECTOS GTL	186
TÍTULO 4.- APLICACIONES Y MERCADO.....	188
SECCIÓN 6.- LA PILA DE COMBUSTIBLE (FUEL CELL) Y EL H₂	189
TÍTULO 1.- GENERALIDADES.....	189
1. HISTORIA.....	193
2. RENDIMIENTO	197
3. APLICACIONES DE LA CELDA DE COMBUSTIBLE	198
3.1. Sistemas de apoyo a la red eléctrica	199
3.2. Vehículos de hidrógeno, barcos, aviones y estaciones de servicio	200
4. PILAS DE COMBUSTIBLE PARA AUTOMÓVILES.....	200
TÍTULO 2.- PILA DE COMBUSTIBLE DE ÓXIDO SÓLIDO (SOFC) de 1 KW	202
1. Definiciones básicas.....	202
2. Ventajas y experiencias previas.....	203
3. LAS PILAS DE COMBUSTIBLE DE ÓXIDO SÓLIDO SE PUEDEN MEJORAR	204
TÍTULO 3.- NOTICIAS Y ÚLTIMOS AVANCES.....	206

1. PILAS DE COMBUSTIBLE A GAS NATURAL PARA SUMINISTRAR ELECTRICIDAD A OFICINAS Y VIVIENDAS	206
1.1. FICHA TÉCNICA DE ENERGY SERVER	207
1.2. INSTALACIONES DE REFERENCIA	208
2. PILAS DE COMBUSTIBLE PARA TELEFONÍA MÓVIL Y PORTÁTILES	208
3. ECTOS: Proyecto de demostración DE ISLANDIA	211
4. HyFLEET: CUTE Proyecto.....	214
5. Icelandic Hydrogen Highway	215
6. Elding	215
7. Jyvaskyla	215
8. H ₂ Injection.	215
9. MOTORES DE HIDRÓGENO.....	216
9.1. MOTOR DE HIDROGENO DE COMBUSTIÓN INTERNA	216
9.2. MOTOR ELÉCTRICO CON CELDAS DE COMBUSTIBLE	219
TÍTULO 4.- FUTURO DE LA PILA DE HIDRÓGENO.....	221
CAPÍTULO 3.- DEPENDENCIA ENERGÉTICA Y PERSPECTIVAS	225
SECCIÓN 1.- CONSUMO GLOBAL DE ENERGÍA.....	229
TÍTULO 1.- PREVISIONES UTILIZACIÓN FUENTES DE ENERGÍA	231
TÍTULO 2.- DEMOGRAFÍA Y PERSPECTIVAS SOBRE DEMANDA ENERGÉTICA	233
TÍTULO 3.- CONSUMO Y PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL. PERSPECTIVAS	235
1. Consumo global de gas natural	235
2. Producción global de gas natural	237
3. Comercio Internacional	237
1.1. Comercio Internacional de gas natural licuado (GNL)	239
4. Precios	241
5. Previsiones.....	242
TÍTULO 4.- CONCLUSIONES	247
SECCIÓN 2.- RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES.....	249
TÍTULO 1.- RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL	250
SECCIÓN 3.- LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (SMART GRIDS)	253
TÍTULO 1.- EL CAMINO HACIA LAS REDES INTELIGENTES	254
TÍTULO 2.- PROYECTO DE DESPLIEGUE DE CONTADORES EN ESPAÑA	256
TÍTULO 3.- PROYECTOS DE I+D+I. GAS NATURAL.....	257
1. EL PROYECTO COIL.....	258
OBJETIVOS	258
ALCANCE DE SUS ACTIVIDADES	259
¿DESDE DÓNDE SE PRESTAN LOS DIFERENTES SERVICIOS?	259
MODELO DE GESTIÓN PARA LA IMPLANTACIÓN Y POSTERIOR OPERACIÓN	260
PRINCIPALES HITOS ALCANZADOS Y PREVISTOS A CORTO PLAZO	261
FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO PARA UN PROYECTO DE ESTE TIPO	262
ESQUEMA DE SOLUCIONES INTEGRADAS.....	263
TÍTULO 4.- DEBATE EN BRUSELAS SOBRE EL FUTURO DE LAS REDES INTELIGENTES	264
SECCIÓN 4.- LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO. LA CREACIÓN DE LA RED ENERGÉTICA MUNDIAL Y LA REDISTRIBUCIÓN DEL PODER EN LA TIERRA	265
1. LOS CUATRO PILARES DE LA TERCERA REVOLUCIÓN INDUSTRIAL	269

1.1.	EL PRIMER PILAR: LA ENERGÍA RENOVABLE	269
1.2.	EL SEGUNDO PILAR: LOS EDIFICIOS QUE ACTÚAN COMO PLANTAS ENERGÉTICAS POSITIVAS	270
1.3.	EL TERCER PILAR: EL ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	271
1.4.	EL CUARTO PILAR: LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (SMART GRIDS) Y LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS RECARGABLES	273
SECCIÓN 5.- PROYECTOS I+D DEL GRUPO GAS NATURAL FENOSA		276
TÍTULO 1.- SEGURIDAD PATRIMONIAL		276
1.	PROYECTO HESPERIA. Homeland sEcurity: tecnologías Para la sEguridad integRal en espácos públicos e infraestructuras	277
1.1.	ANTECEDENTES	277
1.2.	OBJETIVOS	278
1.3.	CONTENIDO Y ACTIVIDADES	278
1.4.	DURACIÓN	280
1.5.	PRESUPUESTO	280
TÍTULO 2.- MOVILIDAD SOSTENIBLE		281
1.	PROYECTO CITYELEC (Sistemas para Electrificación de la Movilidad en Entorno Urbano)	281
1.1.	ANTECEDENTES	282
1.2.	OBJETIVOS	282
1.3.	DURACIÓN	282
2.	PROYECTO GARnet (Gas as an Alternative for Road Transport)	283
2.1.	ANTECEDENTES	284
2.2.	OBJETIVOS	284
2.3.	DURACIÓN	284
2.4.	ENTREVISTA A JOSÉ RAMÓN FREIRE (SOLUCIONES DE MOVILIDAD) Y JOHN CHAMBERLAIN (PROYECTOS TECNOLÓGICOS de gasnatural Fenosa)	285
3.	PROYECTO DOMOCELL: SISTEMA DOMICILIARIO PARA LA RECARGA DE BATERÍAS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	287
3.1.	ANTECEDENTES	287
3.2.	OBJETIVOS	288
3.3.	CONTENIDO Y ACTIVIDADES	288
3.4.	DURACIÓN	288
3.5.	ENTREVISTA A JEAN GARDY GERMAIN, COORDINADOR DEL PROYECTO	288
TÍTULO 3.- OPTIMIZACIÓN DE OPERACIÓN DE INSTALACIONES Y ESTRATEGIAS DE MERCADOS		291
1.	PROYECTO DE SOLUCIONES EFICIENTES PARA GASIFICACIÓN DE NUEVAS POBLACIONES	291
1.1.	ANTECEDENTES	291
1.2.	OBJETIVOS	292
1.3.	CONTENIDO Y ACTIVIDADES	292
1.4.	DURACIÓN	293
1.5.	ENTREVISTA A ROGER SERRAT, DIRECTOR DE GAS NATURAL CASTILLA-LA MANCHA Y BEGOÑA MÉNDEZ, RESPONSABLE DE PROYECTOS Y CONSTRUCCIÓN DE ZONA CENTRO.	293
2.	PROYECTO DE VELOCIDAD VARIABLE EN CH BUENAMESÓN	295
2.1.	ANTECEDENTES	295
2.2.	OBJETIVOS	296
2.3.	DURACIÓN	296
2.4.	ENTREVISTA AL EQUIPO DEL PROYECTO	297
TÍTULO 4.- TRATAMIENTO DEL CO₂.....		299

1. MENOS CO ₂	300
1.1. ANTECEDENTES	301
1.2. OBJETIVOS	301
1.3. CONTENIDO Y ACTIVIDAD.....	301
1.4. DURACIÓN	303
TÍTULO 5.- REDES INTELIGENTES	304
1. PROYECTO ENERGOS	304
1.1. ANTECEDENTES	305
1.2. OBJETIVOS	305
1.3. DURACIÓN	305
2. PROYECTO PRICE: PROYECTO DE REDES INTELIGENTES EN EL CORREDOR DEL HENARES ..	306
2.1. ANTECEDENTES	306
2.2. OBJETIVOS	308
2.3. DURACIÓN	308
2.4. PRESUPUESTO	309
2.5. ENTREVISTA A MARIANO GAUDÓ	309
3. PROYECTO CITYELEC	310
TÍTULO 6.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	311
1. PROYECTO DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO EN EL PARQUE EÓLICO DE SOTAVENTO	312
1.1. ANTECEDENTES	312
1.2. OBJETIVOS	313
1.3. DURACIÓN	313
2. PROYECTO CITYELEC	313
TÍTULO 7.- Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final	314
1. PROYECTO 3e-HOUSES	314
1.1. ANTECEDENTES	314
1.2. OBJETIVOS	315
1.3. DURACIÓN	315
2. PROYECTO CETICA. LA CIUDAD ECO-TECNO-LÓGICA	316
2.1. ANTECEDENTES	316
2.2. OBJETIVOS	317
2.3. DURACIÓN	317
3. PROYECTO PLANTA DE COGENERACIÓN HOTEL LE MÉRIDIEN RA BEACH.....	318
3.1. ANTECEDENTES	318
3.2. OBJETIVOS	318
3.3. CONTENIDO Y ACTIVIDADES.....	319
3.4. DURACIÓN	319
TÍTULO 8.- INFRAESTRUCTURA AVANZADA DE MEDIDA Y SOLUCIONES EN SMART	
METERING.....	320
1. PROYECTO CITYELEC	320
TÍTULO 9.- Nuevas iniciativas en energías renovables y vectores energéticos	321
1. PROYECTO TESCONSOL.....	321
1.2. ANTECEDENTES	322
1.3. OBJETIVOS	322
1.4. CONTENIDO Y ACTIVIDADES.....	323
1.5. DURACIÓN	324
1.6. ENTREVISTA a Piedad Martínez Gonzalo (Renovables - Tecnología e Ingeniería).324	

2. PROYECTO SPHERA (Soluciones para la Producción de Hidrógeno Energético y su Reconversión Asociada).....	326
2.1. ANTECEDENTES	326
2.2. OBJETIVOS	327
2.3. CONTENIDO Y ACTIVIDADES.....	328
2.4. DURACIÓN	328
2.5. PRESUPUESTO	328
3. PROYECTO PELGRIN.....	329
4. PROYECTO CASCADA	329
5. PROYECTO IMPONET (Intelligent Monitoring of Power Networks).....	330
6. PROYECTO HIPeRNO	330
SECCIÓN 6.- NOTICIAS Y ÚLTIMOS AVANCES E INFORMES	331
TÍTULO 1.- Almacenamiento de energía	331
1. - Informe de Sandia Corporation “Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide”	331
2. Informe Pacific Northwest National Laboratory “Analysis Tools for Sizing and Placement of Energy Storage in Grid Applications”	333
3. Artículo del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) “The Role of Energy Storage in Development of Smart Grids”	335
4. Informe Advanced energy Corporation “Community Energy Storage Report”	337
TÍTULO 2.- Biocombustibles	339
1. Informe de European Environment Agency (EEA) “EU bioenergy potential from a resource efficiency perspective”	339
TÍTULO 3.- Centrales avanzadas: Interconectividad de redes y gas renovable	346
1. Informe ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (Renewable Energy Research Association) (FVEE-AEE Topics 2009) “Storing bioenergy and renewable electricity in the natural gas grid”	346
TÍTULO 4.- CO₂.....	350
1. Informe IEA CCS RETROFIT “Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet” 2012.....	350
TÍTULO 5.- Cogeneración y pilas de combustible.....	353
1. Informe US Environmental Protection Agency (EPA) “Combined Heat and Power: A Clean Energy Solution” agosto de 2012	353
TÍTULO 6.- Energía marina e hidráulica.....	357
1. Informe 4th International Conference on Ocean Energy (ICOE) “WEC Technology Readiness and Performance Matrix – finding the best research technology development trajectory” 17 October, Dublin	357
TÍTULO 7.- Eólica	360
1. Informe The European Wind Energy Association “Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030” 2011	360
1.1. Instalaciones acumulativas y anuales globales para 2010.	361
1.2. La energía eólica y los Estados miembros de la UE	363
1.3. El crecimiento de la energía eólica marina.....	363
1.4. La capacidad de la energía eólica en comparación con el tamaño del país y de la población	364
1.4.1. Cuota de energía eólica de la demanda eléctrica	364
1.4.2. La capacidad instalada por habitante	364
1.5. La energía eólica y las emisiones de CO ₂	364
1.6. DESARROLLO HISTÓRICO DEL MIX ENERGÉTICO DE LA UE	364

1.7.	LA EVOLUCIÓN DE LOS OBJETIVOS ENERGÉTICOS DE VIENTO	366
1.8.	Los escenarios de referencia de la Comisión Europea, los Estados miembros de la UE y la Agencia Internacional de la Energía	368
1.8.1.	Tres predicciones a corto plazo para el desarrollo del mercado de la energía eólica de la UE (2011 - 2015)	371
1.8.2.	¿Puede CUMPLIR LO PROMETIDO la energía eólica?	371
1.8.3.	Objetivo de EWEA de 2020	372
1.8.4.	Objetivo de EWEA de 2030	373
1.8.5.	ENERGÍA EÓLICA PARA 2050	378
	TÍTULO 8.- Fotovoltaica	380
1.	MIT Technology Review 23 april 2013 “Ultra-Efficient Solar Power”	380
	TÍTULO 9.- Geotermia	382
1.	Informe Massachusetts Institute of Technology “The Future of Geothermal Energy : Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century”	382
	TÍTULO 10.- Movilidad sostenible	385
1.	System design of a Hydrogen fuel cell hybrid locomotive.....	385
2.	Asociación EUVE “Electric Vehicles in Urban Europe” (European Programme for Sustainable Urban Development. URB ACT, Connecting cities, Building successes)	387
3.	Natural gas for Marine Vessels. U.S Market Opportunities (American Clean Skies Foundation. Abril 2012)	392
4.	Global EV Outlook. Understanding the eElectric Vehicle Landscape to 2020	396
	TÍTULO 11.- Nuevos recursos de gas	399
1.	Informe eia U.S Energy Information Administration “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States” abril 2011	399
	TÍTULO 12.- Soluciones avanzadas en redes de gas	403
1.	Informe EU Commission Task Force for Smart Grids - Expert Group 4 – “Smart Grid aspects related to gas”	403
	TÍTULO 13.- Soluciones avanzadas en redes eléctricas	405
1.	Informe International Energy Agency (iea) “Technology Roadmap – Smarts Grids” abril 2011	405
	TÍTULO 14.- Varios	407
	SECCIÓN 7.- SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE. PROTOCOLO KYOTO	410
1.	EL GAS NATURAL Y EL EFECTO INVERNADERO	411
2.	EL PROTOCOLO DE KIOTO	413
2.1.	Antecedentes	413
2.2.	Entrada en vigor	414
2.3.	Países y regiones participantes	414
2.4.	Después de Kioto	415
2.5.	Segundo periodo del Protocolo de Kioto	416
	SECCIÓN 8.- PROTECCIÓN DE LA INNOVACIÓN	418
	SECCIÓN 9.- World Energy Outlook 2012.....	420
	TÍTULO 1.- Crecimiento Económico Global.....	423
	TÍTULO 2.- Población	424
	TÍTULO 3.- Precios de la Energía	426
1.-	Precios del petróleo	427
2.-	Precios del gas natural.....	428
3.-	Precios del carbón	429
4.-	Precios del CO ₂	430

TÍTULO 4.- Tecnología	433
TÍTULO 5.- Previsión de la demanda	435
CAPÍTULO 4 .- FILTRADO DE LA INFORMACIÓN, ANÁLISIS Y VALIDACIÓN.....	437
SECCIÓN 1.- FUENTES DE ENERGÍA, ANÁLISIS: PASADO, PRESENTE Y PREVISIÓN	438
TÍTULO 1.- VARIABLES Y CONDICIONANTES POR FUENTE DE ENERGÍA.....	438
TÍTULO 2.- PASADO, PRESENTE Y PREVISIÓN, POR FUENTES DE ENERGÍA:	447
TÍTULO 3.- PASADO, PRESENTE Y PREVISIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍA:	451
TITULO 4.- CONCLUSIONES	452
CAPÍTULO 5.- ANÁLISIS.	453
TÍTULO 1.- UNA MIRADA A LA HISTORIA GLOBAL RECIENTE	453
TÍTULO 2.- EL AMANECER DE LA TERCERA REVOLUCIÓN INDUSTRIAL. UNA NUEVA VISIÓN SOCIAL	457
TÍTULO 3.- EVALUACIÓN	467
CAPÍTULO 6.- RESULTADOS Y CONCLUSIONES.	469
SECCIÓN 1.- RESULTADOS	469
SECCIÓN 2.- CONCLUSIONES.....	472
Futuras Líneas de Investigación.....	473
Anexo 1.- FICHAS.....	474
1. FICHAS Aplicaciones	474
2. FICHAS Proyectos	512
Anexo 2.- TABLAS DE DATOS.....	526
Anexo 3.- FACTORES DE CONVERSIÓN Y UNIDADES DE MEDIDA.....	551
Anexo 4.- BIBLIOGRAFÍA, FUENTES Y REFERENCIAS	553
SECCIÓN 1.- BIBLIOGRAFÍA	553
SECCIÓN 2.- OTRAS FUENTES.....	557
SECCIÓN 3.- ORGANISMOS RELACIONADOS CON LA INDUSTRIA DEL GAS	561
TÍTULO 1.- Organismos españoles relacionados con la industria del gas	561
TÍTULO 2.- Organismos internacionales relacionados con la industria del gas	563
TÍTULO 3.- OrGANISMOS Organismos Internacionales relacionados con la Industria del Hidrógeno	564

INTRODUCCIÓN

PRÓLOGO

La presente Tesis Doctoral, como continuación del Trabajo de Investigación con el que culmina el PROGRAMA DE DOCTORADO EN DISEÑO, FABRICACIÓN Y GESTIÓN DE PROYECTOS INDUSTRIALES de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño (ETSID) de Valencia, consiste en una *Investigación Documental* sobre la evolución en la extracción de energía de los combustibles fósiles, su historia, su aplicación inmediata y futura en cuanto a su uso y aplicación, y por tanto las tendencias, a nivel global, que acarrearán.

De esta manera la investigación documental incluye un marco referencial en el que se observa el contexto, el entorno y los antecedentes, se revisa el estado del arte y la situación de los mercados dependientes, se analiza su proyección en el tiempo y su posible posición como paso previo para la creación de una nueva Red Energética Mundial basada en el Hidrógeno y en las energías renovables, y consecuentemente a la generación de una nueva Economía Mundial, basada en la Generación Distribuida de Energía.

El hidrógeno es una fuente de energía inagotable en la Tierra, e históricamente se ha utilizado como tal, primero quemando el hidrógeno de la madera, después el hidrógeno del carbón, actualmente el del petróleo y gas... por lo que la tendencia es la síntesis del mismo de una forma más eficiente y económicamente viable y sostenible.

Hoy en día se utiliza el gas natural, etanol y metanol para la producción de hidrógeno, y éste se utiliza para la generación eléctrica. Los últimos retos buscan la hibridación de los combustibles fósiles con energía solar, geotérmica y eólica para la producción eléctrica.

ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN

Los antecedentes de esta Investigación son los 14 años en la actividad profesional en torno al Grupo multinacional gasNatural Fenosa y el fomento por parte del mismo de una formación continua, debido a la necesidad de actualizar constantemente los conocimientos del estado de la tecnología, para poder dar un servicio técnico al cliente competitivo, más eficiente y sin dejar de lado la seguridad y el medio ambiente.

Realmente, mis inquietudes sobre este sector se iniciaron al hacer Prácticas de Empresa en una llamada COINREF S.L. (Comercial Ingeniería Refractaria), donde realicé mi Proyecto de fin de Carrera con el “DISEÑO DE UN HORNO TUNEL, CONTINUO, A GAS NATURAL, AUTOMATIZADO PARA COCCIÓN DE CERÁMICA TÉCNICA”, obteniendo por él un premio de la “Universidad Politécnica de Valencia y la Fundación Bancaja” en octubre de 1999.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA. HIPÓTESIS

Frente a las exigencias actuales, en torno a los efectos de la contaminación ambiental y la dependencia de las fuentes de energía fósiles, y por tanto de unas economías frente a otras, se han desarrollado investigaciones e iniciativas para incorporar fuentes de energías alternativas no contaminantes, de alto rendimiento y baratas para la disponibilidad de energía.

Actualmente, existe la interrogante en torno a ¿cuál será la mejor opción de energía para escoger?; se cuenta con una serie de estudios técnicos y de comportamientos de posibles escenarios futuros, que decidirán el manejo de las inversiones, que orientarán el uso y disponibilidad de combustibles: menor impacto ambiental y mejor rendimiento; destacando el reciente desarrollo del uso del gas natural a nivel global.

En esta investigación documental se maneja como **Hipótesis**:

HIPÓTESIS:

La permanencia en el Mercado Energético del gas natural a medio plazo, se sostendrá por las nuevas tecnologías de extracción, transformación, almacenaje, transporte y aplicación, generando nuevos Modelos Energéticos más sostenibles y eficientes.

Entendiendo que es preciso conocer condicionantes de mercado que afectan a la elección de una u otra tecnología, esta permanencia tendrá como variables:

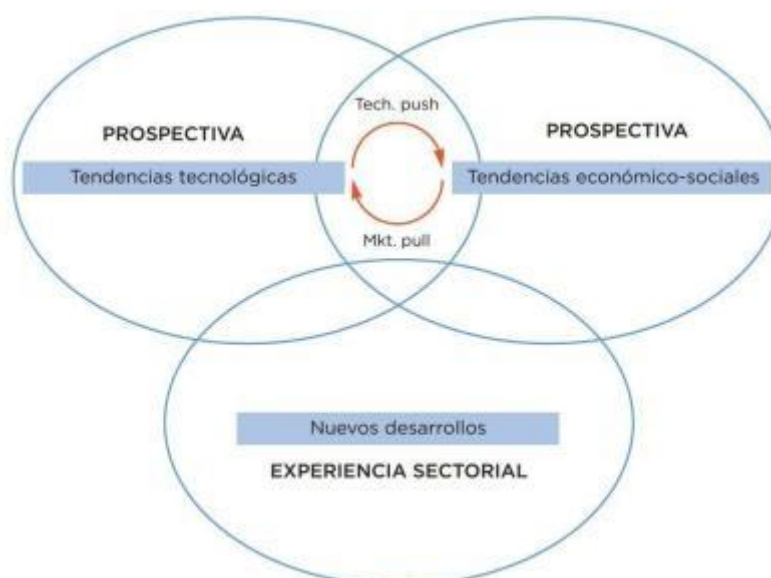
- a) Factores de ecosostenibilidad.
- b) Tiempos y costes de implantación en la sustitución de antiguas tecnologías.
- c) Facilidad de Sintetización, Almacenaje, Transporte y Distribución.
- d) Durabilidad de las reservas probadas y posibles.
- e) Consideraciones concernientes a la seguridad, tanto en su manipulado, almacenamiento, transporte, distribución y uso.
- f) Apoyo por parte de las instituciones nacionales e internacionales así como posibles impedimentos legales.
- g) Sensibilización por parte del consumidor.
- h) Versatilidad, disponibilidad y potencialidad de su consumo.

PROPÓSITO Y OBJETIVOS

El Objetivo General de esta investigación, es la detección de Nuevas Aplicaciones y Servicios en el uso del gas natural, para lo cual nos hemos planteado como hipótesis que la mejor fuente de energía será aquella que sea más accesible económicamente, y que cause menor impacto ambiental.

Para ello se trazan los Objetivos Específicos siguientes:

- Conocer el Estado del Arte sobre las nuevas tecnologías emergentes de aplicaciones y usos del gas natural, de nueva utilización y en fase de desarrollo para un futuro próximo.
- Clasificar el Estado de la Técnica en lo dependiente de este Sector.
- Detectar las innovaciones desarrolladas y emergentes.
- Identificar tendencias para solucionar el actual problema de abastecimiento energético, finito y no renovable.
- Localizar los Organismos y experiencias nacionales e internacionales de referencia.
- Realizar Prospectiva Tecnológica centrada en los campos Emergentes.
- Prever el efecto de la hibridación de estas nuevas tecnologías en el marco social e industrial a nivel global.
- Detectar ocasiones de aplicación y de transformación, en la vivienda, el transporte, la generación eléctrica y hasta el sistema económico global.



CONTRIBUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN. ASPECTOS INNOVADORES.

El aspecto innovador es la recopilación la información más relevante relativa al Sector Energético del gas natural, tanto desde un punto de vista técnico, como económico, estableciendo las bases para una visión integral de éste, cuya abundante información permanece inconexa en términos generales.

La primera parte de esta Tesis Doctoral basada en la Investigación Documental de este Sector y su clasificación, constituye un documento nuevo, cuya aportación espero contribuya a una mejor comprensión en este campo.

Por otro lado, y fruto del análisis realizado a lo largo esta investigación, se evidencia la transformación del uso del gas como consecuencia del desarrollo de nuevas tecnologías emergentes, que condicionarán el Mercado Energético en las próximas décadas, considerando los distintos Sectores en los que tendrá gran influencia.

METODOLOGÍA

“Vivimos en una era que es conocida como la era de la información. La ciencia, junto a la técnica, dio paso a la tecnología y vivimos informatizados. Tenemos acceso a información de toda índole a través de innumerables medios, ya sean masivos o no, con intención científica o no. Y lo cierto es que esta era de información, nos bombardea con cosas que ni imaginábamos”¹.

Para la elaboración y estructuración de este trabajo me he servido en gran medida de la información que sobre este tema aparece en la publicación web de la Universidad de Navarra: “Cómo se hace una tesis Doctoral”² y el libro de Umberto Eco³ al respecto, así como las recomendaciones de la UPC⁴ y la BBDD de la UPV⁵.

La metodología empleada ha sido:

1. CONOCIMIENTO DEL ENTORNO

- Recopilación de literatura de fuentes especializadas internas al Grupo gasNatural Fenosa como externas.
- Recopilación de cursos especializados de Formación Interna y revistas internas de fomento del conocimiento del Grupo gasNatural Fenosa, abarcando las distintas Líneas de Negocio del mismo.
- Identificación de las fuentes, vía Internet, más relevantes, ya que la bibliografía queda obsoleta rápidamente frente a los nuevos avances tecnológicos, y las bibliotecas y organismos de mayor prestigio hacen grandes esfuerzos por digitalizar todo tipo de documentos.
- Identificar organismos relacionados con el sector del gas, tanto a nivel nacional e internacional.
- Identificación de tendencias y acuerdos internacionales, caso del Protocolo de Kyoto.
- Identificación de las reservas probadas, posibles y probables.
- Identificación de condicionantes de Dependencia Energética y garantías del suministro.
- Identificación de condicionantes de Seguridad y Medio Ambiente.

¹ BuenasTareas.com. ‘Metodología De La Investigacion’. (2011).

<http://www.buenastareas.com/ensayos/Metodologia-De-La-Investigacion/3268373.html>

² Torregrosa, Marta. ‘Cómo se hace una tesis doctoral. Universidad de Navarra’. (2011).

<http://www.unav.es/gep/Metodologia/TesisDoctoral.html>

³ Eco, Umberto. ‘Cómo se hace una tesis. Técnicas y procedimientos de estudio, investigación y escritura’. (2001).

<http://www.bio-design.com.ar/2-UNLa/T-final/textos/ECO/Eco,%20Umberto%20-%20Como%20Se%20Hace%20Una%20Tesis.pdf>

⁴ <http://bibliotecnica.upc.edu/es/content/recomendaciones-para-la-presentacion-de-tesis-doctorales>

⁵ BBDD UPV. (2011-2014). <http://riunet.upv.es/handle/10251/321>

2. PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS

3. LINEAS DE ACCIÓN, DESARROLLOS EN FASE DE I+D Y YA COMERCIALIZADOS

- Recapitulación de la evolución de la tecnología de las energías renovables, hibridadas con las fósiles, caso del gas natural.
- Identificación de Líneas de Acción y Proyectos estratégicos para empresas de Servicios Energéticos, caso del grupo gasNatural Fenosa.
- Identificar bases de datos de patentes a nivel internacional sobre la Protección Industrial.

4. FILTRADO DE LA INFORMACIÓN

5. ANÁLISIS, RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Aplicando la estructura metodológica que figura en el gráfico, se identificaron 19 áreas de trabajo prioritarias, con potencial crecimiento.

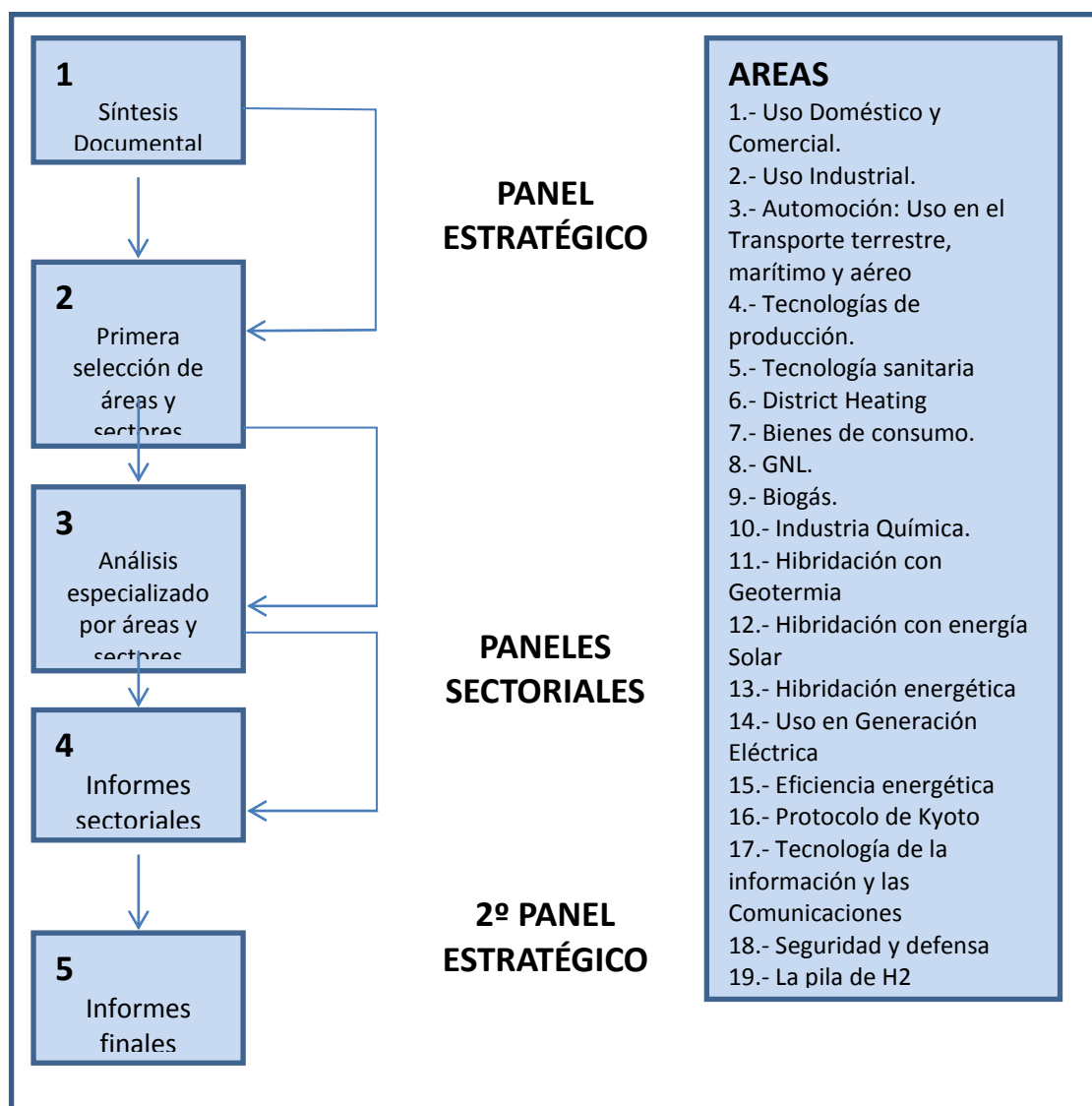


Diagrama 1.- Metodología de la investigación

ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO

AGRADECIMIENTOS.....	5
RESUMEN.....	7
ABSTRACT	8
RESUM	9
ÍNDICE.....	10
INTRODUCCIÓN.....	20
CAPÍTULO 1.- LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL. GENERALIDADES	29
CAPÍTULO 2.- UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL. ESTADO DEL ARTE	79
CAPÍTULO 3.- DEPENDENCIA ENERGÉTICA Y PERSPECTIVAS.....	225
CAPÍTULO 4.- FILTRADO DE LA INFORMACIÓN, ANÁLISIS Y VALIDACIÓN.....	437
CAPÍTULO 5.- ANÁLISIS.	453
CAPÍTULO 6.- RESULTADOS Y CONCLUSIONES.	469
Anexo 1.- FICHAS.....	474
Anexo 2.- TABLAS DE DATOS.....	526
Anexo 3.- FACTORES DE CONVERSIÓN Y UNIDADES DE MEDIDA.....	551
Anexo 4.- BIBLIOGRAFÍA, FUENTES Y REFERENCIAS	553

Aunque este Trabajo de Investigación se centra en las aplicaciones del gas, para poder abarcar todos estos temas de una forma estructurada y organizada, se ha dividido en cinco capítulos, más uno final en el que se hace un análisis del tema objeto de estos trabajos:

En el Capítulo Uno se explica qué es el gas natural, composición, tipos y fases en los que se puede encontrar, la historia de su utilización y su relativamente nueva forma de transporte en grandes cantidades: El gas natural licuado (GNL). Presenta el desafío tecnológico de la Cadena de Valor del Gas Natural, que incluye la exploración en yacimientos (off-shore o pozos petrolíferos) y producción, acondicionamiento y almacenaje, transporte, por tubo y en su forma licuada, tanto por tierra como por mar, y finalmente la distribución hasta el usuario final del gas natural. Sección especial de los proyectos integrados de GNL, Upstream y Midstream, y el impacto ambiental de la perforación off-shore (costa afuera). Se revisa las tecnologías actuales de transporte en gasoductos, buques metaneros, camiones o trenes, condiciones para proyectos, gas natural licuado (GNL), sistemas de distribución y gestión técnica del sistema.

En el Capítulo Dos, se detalla el estado del arte de los usos y aplicaciones del gas natural en su mercado Doméstico, Comercial e Industrial, con mención especial de las Plantas Satélites de GNL, sistemas de Cogeneración, Turbinas de propulsión a Gas, Máquinas de Absorción y la Hibridación con la Energía Solar Térmica. Se incluyen además en este capítulo cuatro secciones de especial mención: La Sección Tercera sobre el Gas Natural para Vehículos (GNC o GNAuto), los componentes del sistema y nuevas aplicaciones y desarrollos. La Sección Cuarta dedicada al para el Biogás, y la Sección Quinta, de tecnologías GTL. La Sección Especial número seis, titulada la Pila de Combustible (Fuel Cell), en concreto de las de alta temperatura de Óxido Sólido, a partir del consumo del gas natural (SOFC), noticias y últimos avances, el futuro de la Pila de Hidrógeno y las nuevas posibilidades que nos ofrece a nivel global: Se vislumbra el amanecer de una Tercera Revolución Industrial. La posibilidad de una nueva economía, basada en la generación eléctrica distribuida, descentralizada, con el apoyo de las nuevas TIC's, basada en una nueva Red Energética Mundial, basada en la economía del Hidrógeno y la consecuente redistribución del poder en la tierra.

En el Capítulo Tres, revisa la situación de reservas, probadas y posibles, los últimos descubrimientos de nuevos yacimientos, la demanda y perspectivas del negocio del gas en los principales mercados mundiales, la vulnerabilidad y Dependencia Energética de unos países frente a otros, los actuales sustitutos al gas natural, y la situación que provocan las nuevas economías emergentes de China e India. Así mismo, se plantean nuevos avances relacionados con las Redes Eléctricas Inteligentes o Smarts Grids como nuevas soluciones del mercado ante el desarrollo de la Generación Distribuida, a partir de la hibridación de energías renovables y fósiles. A continuación se recogen las teorías de Jeremy Rifkin sobre una sociedad basada en el hidrógeno. Mención especial a la Sección 5, donde se revisan los últimos avances tecnológicos más relevantes para una empresa del sector Energético, organizado según la fuente de energía. Se analiza la Seguridad del uso de las tecnologías empleadas históricamente para la generación, manipulación transporte y distribución del gas, se evidencia la necesidad del cumplimiento del Protocolo de Kioto sobre emisiones y Medio Ambiente y los beneficios del uso del gas natural y posibilidades frente a los otros combustibles y tecnologías disponibles. Se revisa la Protección de la Innovación, y la última edición del World Energy Outlook 2012.

El Capítulo Cuatro filtra y valida la información detallada en Capítulos anteriores. Se analizan tendencias en función de los distintos factores que pueden hacer que una fuente predomine sobre otra, reflejando el Mix Energético mediante diagramas de radar.

El Capítulo Quinto hace una retrospectiva a la historia energética global reciente, repasando la confluencia de circunstancias que provocaron la primera y segunda Revolución Industrial, y vislumbrando la necesidad de un cambio en el modelo económico vigente a nivel global, en un corto-medio plazo, y orientado hacia un modelo de Economía Sostenible, y no dependiente de fuentes de energía finitas. Se enumeran los RESULTADOS y se exponen las CONCLUSIONES.

Anexos de Fichas, tanto de aplicaciones como de Proyectos, Bibliografía y Referencias. Recapitulación de Organismos Nacionales e Internacionales más relevantes relacionados con la industria del gas.



CAPÍTULO 1.- LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL. GENERALIDADES

El gas natural ha recorrido un largo camino desde el año 390 A.C., cuando los chinos lo utilizaban en la fabricación de sal.

Durante los 2.400 años transcurridos desde entonces, su alcance se ha expandido considerablemente, pasando de la simple producción de sal al transporte transoceánico en forma de gas natural licuado (GNL).

Por su utilización, en los últimos 100 años el gas natural ha pasado de ser un combustible local a un elemento que hoy se cree será un producto básico global. El gas para consumo urbano es un vapor inflamable que se obtiene mediante el calentamiento del carbón con el vapor de agua. Se trata de una mezcla de monóxido de carbono, hidrógeno, metano e hidrocarburos volátiles.

Si bien los primeros chinos, romanos y griegos utilizaban poco el gas como fuente de energía, su empleo se expandió alrededor del año 1.800, con el consumo urbano del gas derivado del carbón utilizado para iluminación. Así, los chinos, transportaban el gas en cañas de bambú, desde pozos someros hasta evaporadores de salmuera a gas para elaborar la sal.

La demanda de gas natural aumentó durante los primeros años del siglo XX, pero su empleo siguió siendo básicamente local hasta poco después de la Segunda Guerra Mundial.

La tecnología de ingeniería desarrollada en esos momentos se utilizó para construir gasoductos de larga distancia, seguros y confiables, para el transporte de gas natural.

A medida que la utilización del gas natural dejó de ser local para convertirse en regional, sus aplicaciones se expandieron y se transformó de combustible doméstico en insumo petroquímico para la generación de energía eléctrica.

El consumo de gas para la generación eléctrica tuvo su auge durante los últimos 25 años con la introducción de las turbinas de gas eficientes y el reconocimiento de los beneficios ambientales inherentes asociados con el gas natural.

Hoy, la generación de energía eléctrica representa más de la mitad del incremento experimentado en la demanda del gas natural.

La Administración de Información Energética de los Estados Unidos estimó en 2007 que el consumo del gas aumentará en un 70 % entre 2.002 y 2.025.⁶

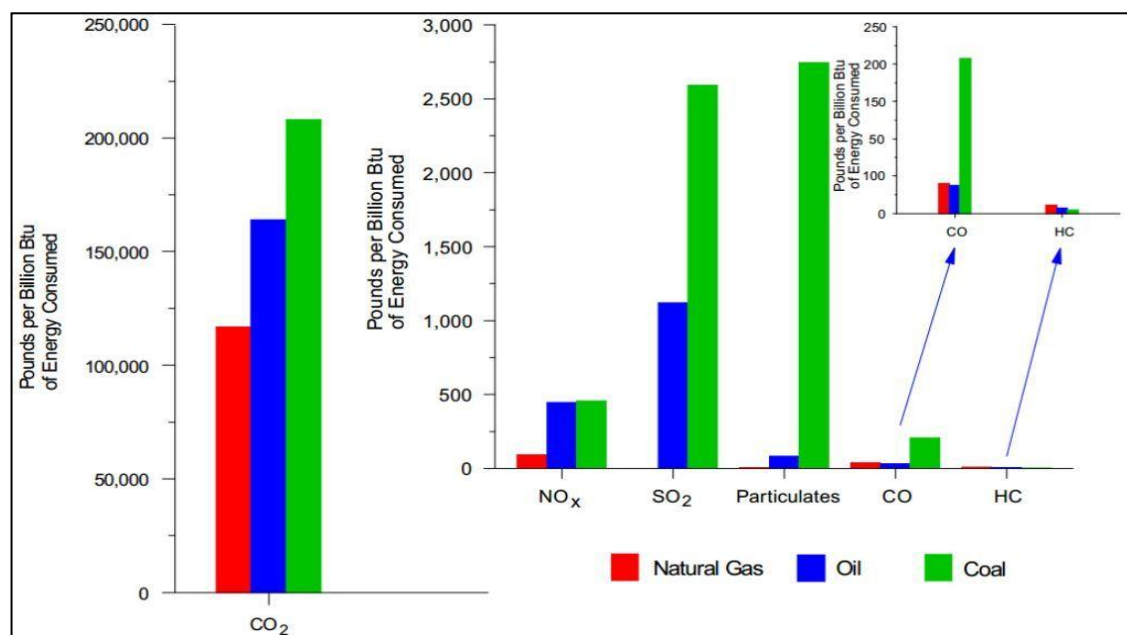
Si bien hoy en día se observa un rápido crecimiento del consumo de gas natural, los hallazgos de gas no siempre han sido considerados favorables por sus descubridores. Durante gran parte del siglo XX, los mercados del gas natural se vieron restringidos por los precios bajos y la sobreoferta. El gas que no se podía vender era quemado por antorcha o reinyectado en pozos de inyección de gas para desplazar el petróleo o mantener la presión de los pozos.

⁶ BP. 'BP Statistical of World Energy 2007'. http://www.bp.com/content/dam/bp-country/en_ru/documents/publications_PDF_eng/Statistical_review_2007.pdf. (2007).

Esas actitudes han cambiado al aumentar el énfasis aplicado al control de la polución, ya que el gas natural es el combustible fósil de más baja polución. Esto se debe a que los niveles potenciales de emisión de azufre, nitrógeno y sustancias en partículas, provenientes del gas natural, son varias órdenes de magnitud inferiores a los del petróleo o del carbón.

Pese a que las refinerías y las centrales de energía pueden remover por completo gran parte de las emisiones provenientes del petróleo o del carbón, dicha remoción les insume una importante cantidad de energía y de capital. Además de producir bajas emisiones de contaminantes, los productos de la combustión provenientes del gas natural contribuyen bastante menos a las emisiones de gases de efecto invernadero.

Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) producidas por la combustión del gas natural son un 40% inferior a las del petróleo y un 80% menor que las del carbón, según el contenido de energía⁷.



Gráfica 1.- Air Pollutant Emissions by Fuel Type

⁷ U.S Energy Information Administration (EIA). Office of Oil and Gas. 'Natural Gas and the Environment'. (2008).

En reconocimiento a sus características favorables en términos de emisiones, el gas natural se conoce como “*combustible del futuro*” y en estos momentos su utilización como fuente de energía es equivalente a la del carbón.

Esta posición debe ser sopesada con la disparidad que existe entre los lugares en que se halla el gas natural y dónde se consume. Lo vemos en el siguiente gráfico:

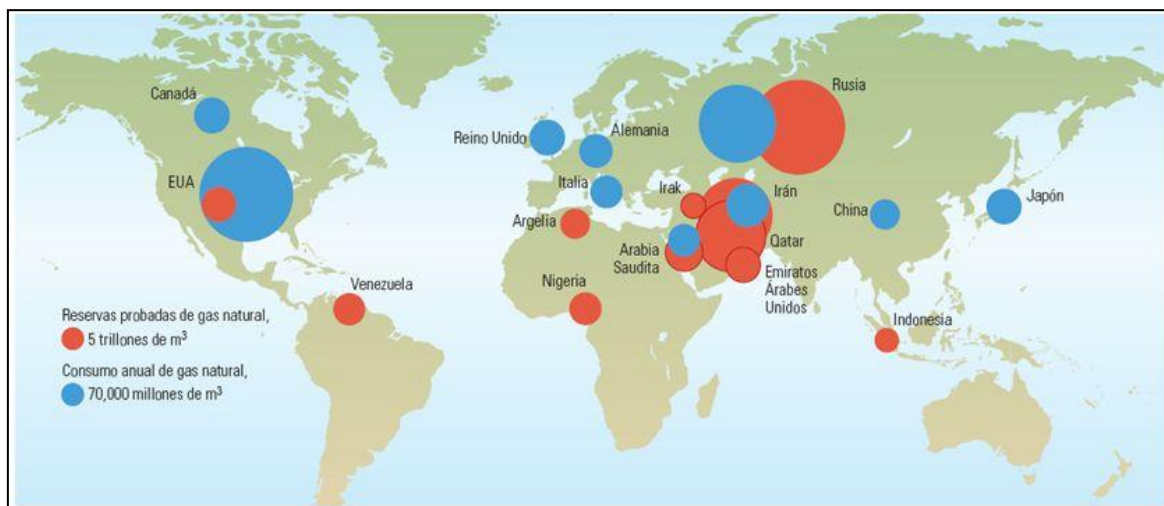


Ilustración 1.- Reservas Probadas de gas natural.

Schlumberger. *Fundamentals of the Global LNG Industry*. CNG Opens News Marquets. (2007).
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors08/sum08/04_moving_naturalgas.pdf

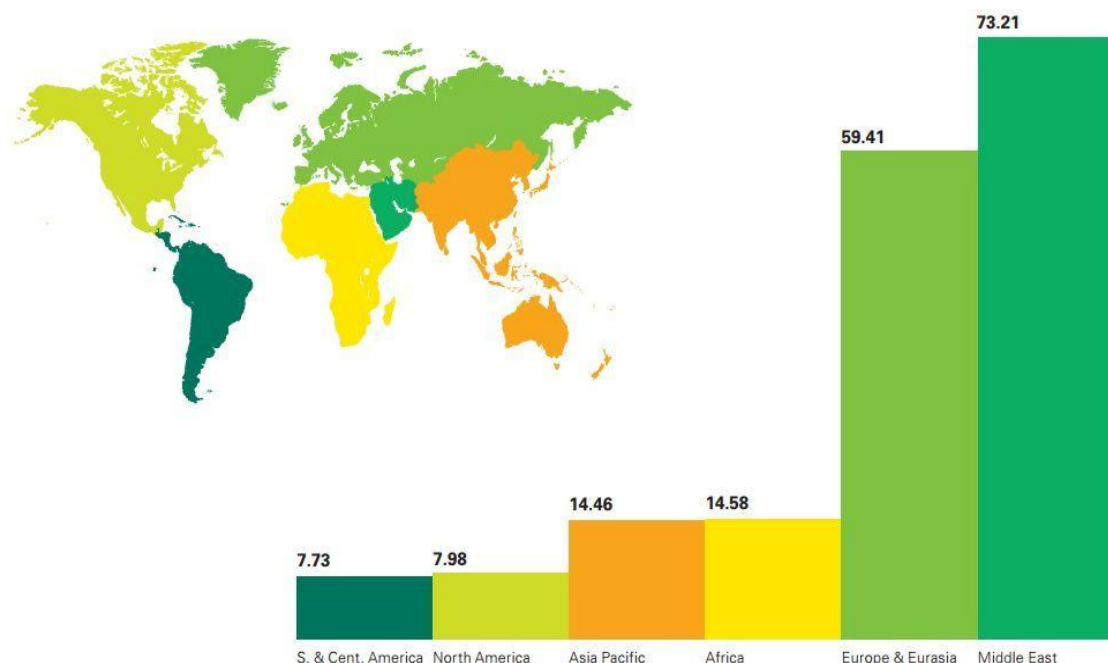
En materia de recursos, entre el 60% y el 70% de las reservas de gas natural de todo el mundo se halla en seis países (Rusia, Irán, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y EEUU), y más de la mitad de dichas reservas está ubicada en Irán y Rusia.



Diagrama 2.- Distribution of proved reserves in 1991, 2001 and 2011 Porcentaje.

BP. 'Static Review of World Energy'. (2012).

http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf,
june 2012



Gráfica 2.- Natural gas Proved reserves at end 2007 (Trilion cubic meters).

BP. 'Static Review of World Energy'. (2008).

http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_review_2008.pdf
w 2 2008

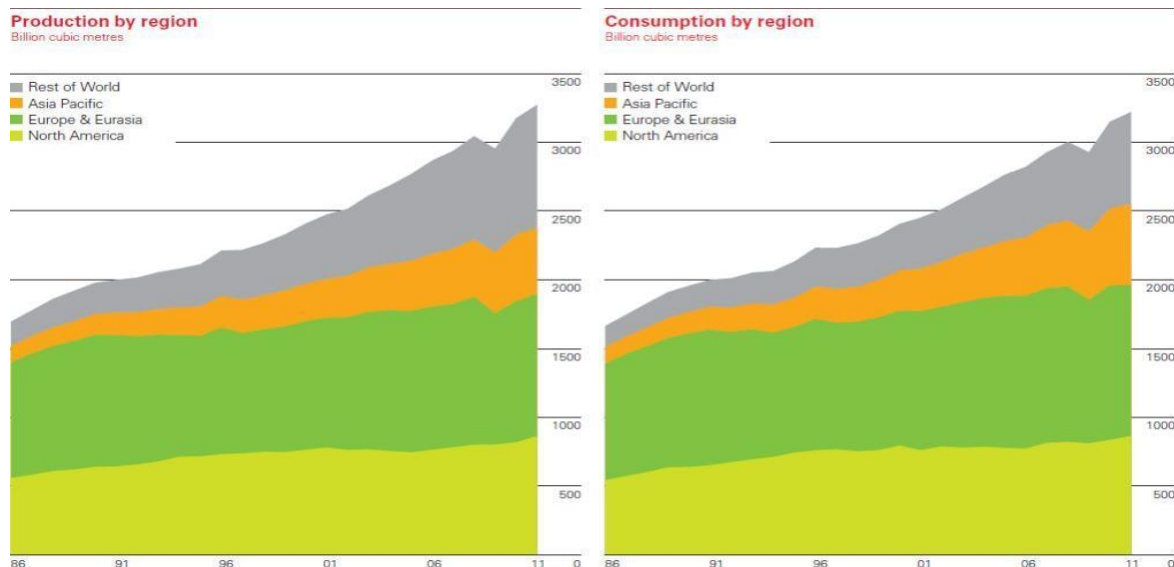


Diagrama 3. - Producción y Consumo Mundial de gas natural por zonas. 1986-2011.

BP. ‘Statical Review of World Energy 2011’. (2012). <http://es.slideshare.net/davidcrace/bps-statistical-review-of-world-energy-2011>

La producción mundial de gas natural se incrementó en un 3’1% en 2011. El consumo decreció en un 2’2%. La Unión Europea experimentó la mayor declive de consumo de su historia (-9’9%).

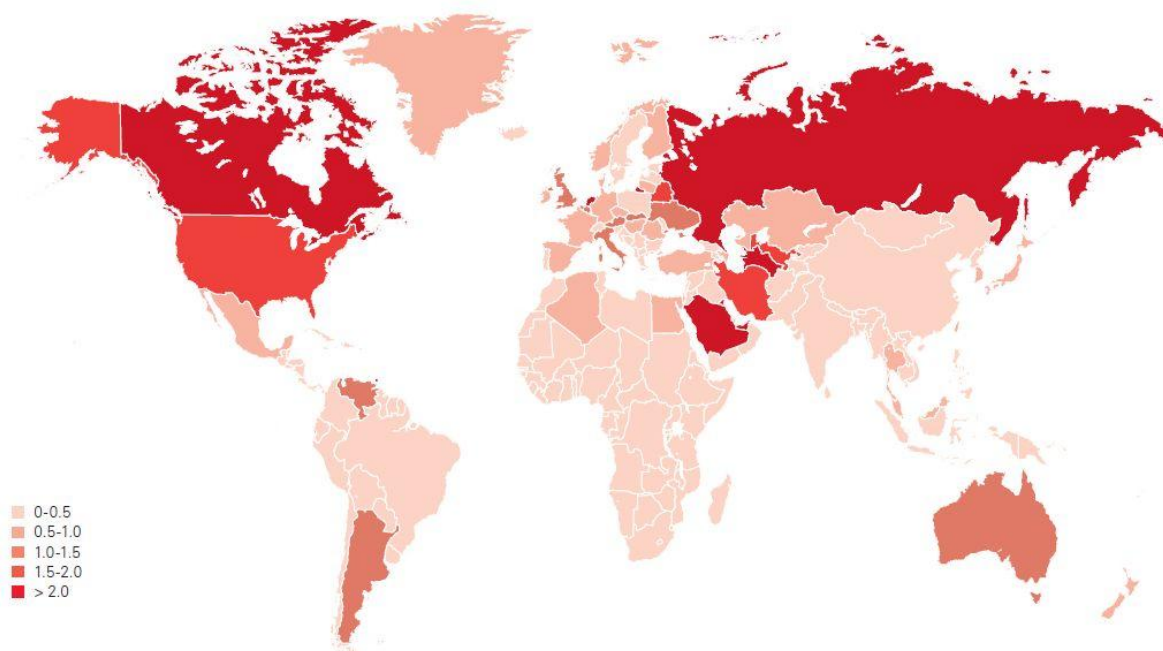


Ilustración 2.- Consumption natural gas per capita 2011. Tonnes oil equivalent.

BP. ‘Statical Review of World Energy 2011’. (2012).

<http://es.slideshare.net/davidcrace/bps-statistical-review-of-world-energy-2011>



Además del desajuste existente entre las localizaciones de reservas y de consumo, se considera que alrededor del 60% de las reservas son reservas descubiertas pero no desarrolladas.⁸ Estas reservas de gas natural carecen de demanda local, y el transporte por gasoductos resulta antieconómico. Por lo que en estas localizaciones en las que no puede ser transportado por gasoductos, ofrecen escasas alternativas.

Una opción está dada por la tecnología de conversión de gas a líquidos (*GTL*) en la que el gas natural es convertido en hidrocarburos, líquidos de alta calidad, mediante la reacción de *Fischer-Tropsch*.⁹

La química básica para este proceso fue desarrollada en Alemania a comienzos del siglo XX, y ha sido el tema central de una importante tarea de investigación, orientada a mejorar los catalizadores y los reactores utilizados.

Si bien existen varias instalaciones *GTL* en funcionamiento, la tecnología es compleja, las plantas son costosas, y los volúmenes de gas descubierto pero no desarrollado, utilizado como insumo, deben ser suficientemente grandes para justificar la erogación de capital.

El transporte marítimo en forma de gas natural comprimido (*GNC*), constituye otra opción.¹⁰

Entre las zonas consumidoras, EEUU o la Unión Europea representan casi el 50% del consumo del gas.¹¹

⁸ Schlumberger. 'Un dinámico mercado global de gas'. Oilfield Review Vol. 15 nº 3. (2004). http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish03/win03/p4_7.pdf

⁹ Schlumberger. 'Conversión de gas a líquidos'. Oilfield Review Vol. 15 nº 3. (2004). http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish03/win03/composite.pdf

¹⁰ Schlumberger. 'CNG Opens News Marquets. Fundamentals of the Global LNG Industry'. (2007). http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors08/sum08/04_moving_naturalgas.pdf

¹¹ U.S Energy Information Administration (EIA) - Office of Integrated Analysis and Forecasting - U.S. Department of Energy. 'International Energy Outlook 2007'. (2007). [ftp://tonto.eia.doe.gov/forecasting/0484\(2007\).pdf](ftp://tonto.eia.doe.gov/forecasting/0484(2007).pdf)



El GNC representa una solución para conectar reservas de gas pequeñas con mercados pequeños, a lo largo de distancias intermedias.

Si bien la tecnología GTL y el GNC satisfarán las necesidades en algunos mercados, hoy en día el GNL representa la solución más rápida para transportar volúmenes de gas natural grandes a través de distancias transoceánicas largas.

La razón para licuar el gas natural es simple. La presión atmosférica, a medida que se refrigera el gas natural para producir GNL, su volumen disminuye en un factor de alrededor de 600. Esta reducción de volumen hace que la licuación y el transporte de gas proveniente de grandes campos descubiertos pero no desarrollados, para entregarlo a consumidores lejanos, resulten atractivos desde el punto de vista económico.

La característica que distingue al GNL de la mayoría de los otros líquidos de los campos petroleros es el hecho de que sea frío, cerca de -160°C (-256°F) en su punto de ebullición y a presión atmosférica. El punto de ebullición normal del metano puro es de -162°C (259°F). El gas de gasoducto destinado a la producción de GNL debe de ser tratado para remover las impurezas que podrían congelarse durante el proceso de licuación. Tiene un peso cercano al 45% del peso del agua, el GNL es inodoro, incoloro, no corrosivo y tampoco tóxico. Las cantidades residuales de hidrocarburos y de otros gases residuales que permanecen después del pretratamiento dejan el GNL con un punto de ebullición levemente superior al punto de ebullición del metano puro. Esta conversión a gas natural líquido (licuefacción) reduce su volumen en 600 veces, lo que facilita su transporte en buques tanque y permite su almacenamiento antes de ser regasificado y entregado a los mercados.

Esta forma líquida de gas natural es bombeada a transportadores marinos diseñados especialmente para el transporte hasta terminales que suelen hallarse a miles de kilómetros de distancia.

La cadena de plantas de licuación y terminales de importación de diferentes partes del globo vinculadas por transporte marítimo recibe el nombre de *CADENA DE VALOR DEL GNL*¹² (Tusiani y Shearer).

Los costos relacionados con cada parte de la cadena de valor son altos y, en el pasado, los proyectos de GNL sólo se relacionaban con contratos a largo plazo.

¹² Schlumberger. 'El Transporte de gas natural a través de los océanos'. Oilfield Review. (2008). http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/aut08/El%20transporte%20de%20gas.pdf



Las instalaciones de GNL en tierra, son localidades industriales y como tal, están sujetas a todos los reglamentos y estándares del medio ambiente impuestos por las diferentes autoridades. Estas mismas o similares preocupaciones se aplican al almacenamiento del gas natural, transporte vía gasoductos, la distribución y el uso diario del gas natural.



SECCIÓN 1.- EL GAS NATURAL Y SUS FASES

El gas natural está formado mayormente de hidrocarburos, el metano es su principal componente, el cual está compuesto de un carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH₄).

Se denomina “*natural*” porque en su constitución química no interviene ningún proceso; es limpio, sin color y sin olor. Se le agrega un odorizante para la distribución como medida de seguridad: TETRAHIDROTIOFENO (THT). Es más ligero que el aire, por lo que de producirse un escape de Gas, éste tenderá a elevarse y a disiparse a la atmósfera disminuyendo el riesgo en su uso.

El gas natural extraído desde yacimientos en la tierra o en el mar, se enfría a una temperatura de -160 °C y a presión atmosférica hasta alcanzar un estado líquido (GNL); esta conversión a gas natural líquido (licuefacción) reduce su volumen en 600 veces, lo que facilita su transporte en buques tanque y permite su almacenamiento antes de ser regasificado y entregado a los mercados.

Cuando el gas natural es producido por la tierra, éste posee muchas otras moléculas, como etano (usado para la fabricación), propano (el cual es comúnmente usado para las parrillas para asar) y butano (usado en encendedores).

Cuando sólo contiene metano se denomina *Gas Seco*.

Puede presentarse como gas asociado cuando se obtiene junto al petróleo (Talara, en Perú); también como gas no asociado cuando se encuentra en yacimientos propios que no tienen petróleo (Aguytia y Camisea, también en Perú).

Si el gas presenta compuestos más pesados que el metano, a ellos se les denomina *condensados del gas natural*.

En este caso existen los líquidos del gas natural (LGN), y de ellos se puede obtener el GLP, que es una mezcla de propano y butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados (gasolina natural).

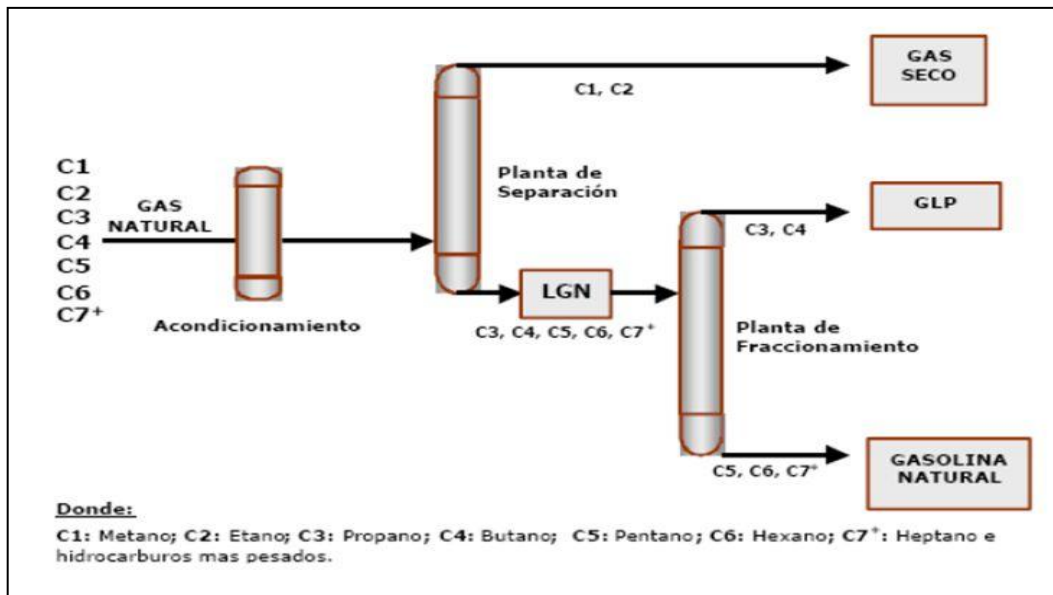


Diagrama 4.- Procesamiento del gas natural

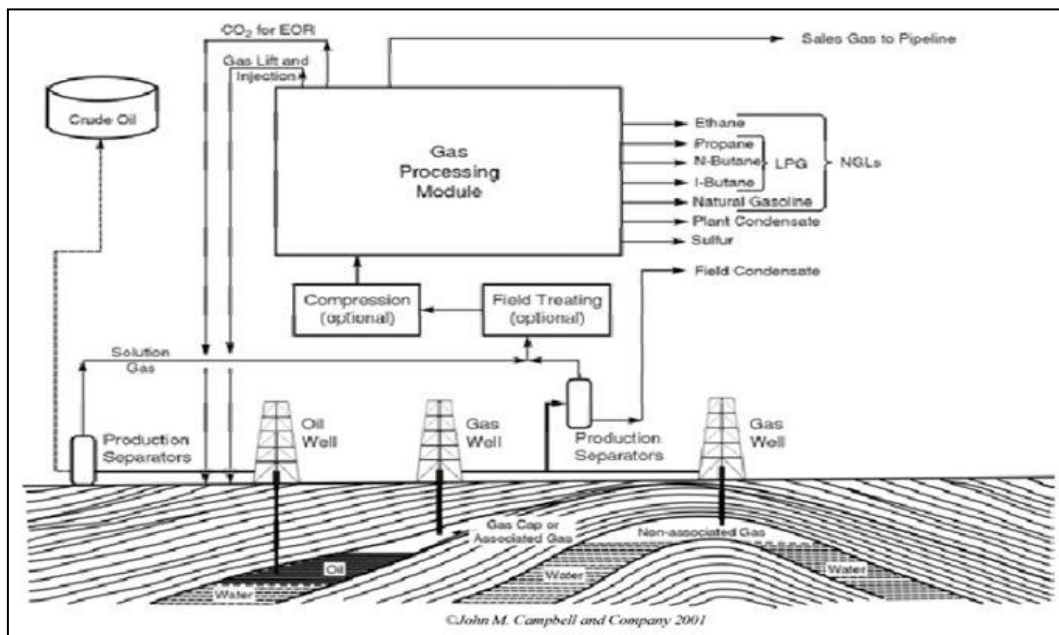


Diagrama 5.- Campo petrolífero.

Campbell and Company, John M. (2001).

www.jmcampbell.com/

TÍTULO 1.- DIAGRAMA DE FASES.

En la Industria Petrolera, el estudio del comportamiento de fases de fluidos es importante a la hora de la descripción y determinación de las propiedades de los mismos.

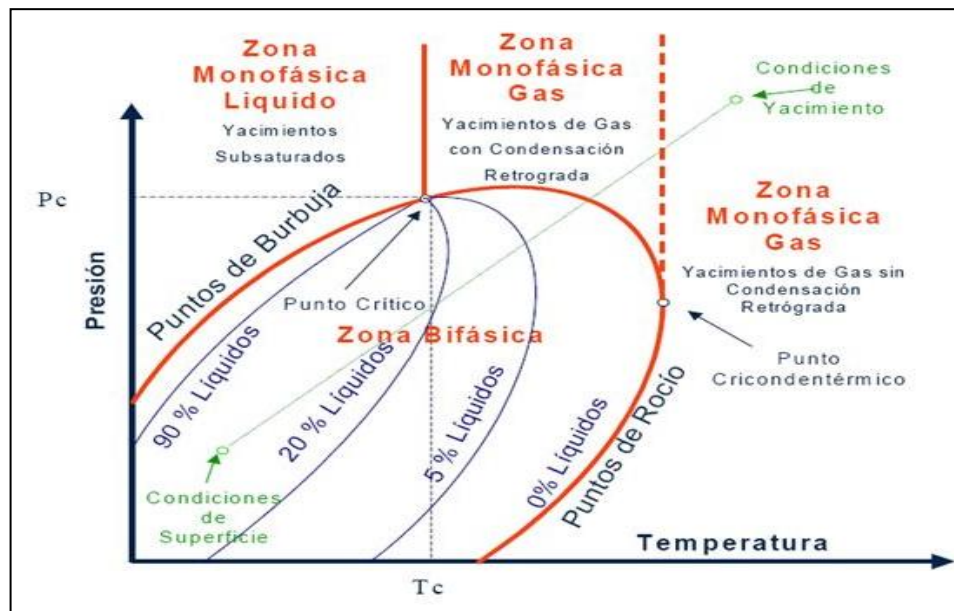


Diagrama 6.- Diagrama de Fases del gas natural

Schlumberger. 'El Transporte de gas natural a través de los océanos'. Oilfield Review. (2008).

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/aut08/EI%20transporte%20de%20gas.pdf

Para entender el diagrama anterior es necesario definir los siguientes enunciados:

Puntos de Burbujeo: puntos en los cuales existe fase líquida con una parte infinitesimal de gas.

Puntos de Rocío: puntos en los cuales existe fase gaseosa con una parte infinitesimal de líquido.

Presión Cricondenbárica: máxima presión en la cual coexisten equilibradamente la fase líquida y la fase gaseosa.

Temperatura Cricondentérmica: máxima temperatura en la cual coexisten equilibradamente la fase líquida y la gaseosa.

Condensación Retrograda: puede ser expresada desde dos ópticas, la condensación de líquido durante expansión de gas a temperatura constante o bien la condensación de líquido durante calentamiento de gas a presión constante.

Punto Crítico: punto en el cual convergen las curvas de rocío y burbujeo.

SECCIÓN 2.- EL GAS NATURAL LICUADO (GNL)

El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido enfriado hasta el punto que se condensa a líquido, lo cual ocurre a una temperatura de aproximadamente 161°C y presión atmosférica.

La licuefacción reduce el volumen aproximadamente 600 veces, haciéndolo así más económico para transportar entre continentes, en embarcaciones marítimas especiales, donde sistemas de transporte por tuberías tradicionales serían menos atractivos económicamente y podrían ser técnica o políticamente no factibles. De esta manera, la tecnología del GNL hace disponible el gas natural a través del mundo.

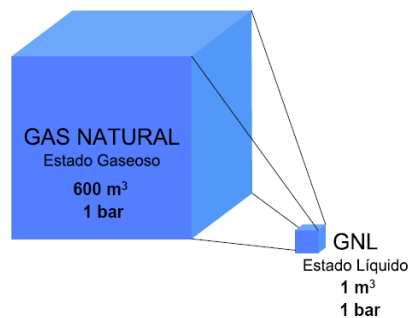


Ilustración 3.- Volumen GNL Vs gas natural

Para hacer el GNL disponible para uso en un país, las compañías de energía deben invertir en un número de diferentes operaciones que están relacionadas entre sí y dependen unas de las otras. Las etapas más importantes de la cadena de valor del GNL, excluyendo las operaciones de tubería entre etapas, son las siguientes:

- Exploración para encontrar gas natural en la corteza de la tierra y producción del gas para llevarlo a los usuarios del mismo. La mayoría del tiempo, el gas natural es descubierto durante la búsqueda de petróleo.
- Licuefacción para convertir gas natural en estado líquido, para que así pueda ser transportado en barcos.
- Transporte del GNL en embarcaciones especiales.



- Almacenamiento y Regasificación, para convertir el GNL almacenado en tanques de almacenamiento especiales, de su fase líquida a su fase gaseosa, listo para ser llevado a su destino final a través del sistema de tuberías de gas natural.

La Licuefacción también proporciona la oportunidad de almacenar el gas natural para uso durante altos periodos de demanda en áreas donde las condiciones geológicas no son recomendables para desarrollar servicios de almacenamiento subterráneos.

El GNL es la forma líquida del gas natural que la gente usa en sus casas para la cocina y la calefacción.

Para el transporte de gas natural durante una larga distancia en ausencia de tubería se transforma en gas natural en líquido que contiene sólo metano. Se elimina una parte de su componente innecesaria (agua, helio, hidrocarburos...) y se somete a una alta presión, por lo que se enfría a -163 grados, punto de licuefacción. Esta transformación requiere de grandes instalaciones inicialmente para la transformación de gas natural a GNL, y al llegar al puerto de destino, otras instalaciones para transformar el GNL a gas natural. Es un proceso complejo, muy caro, y que cubre miles de kilómetros.

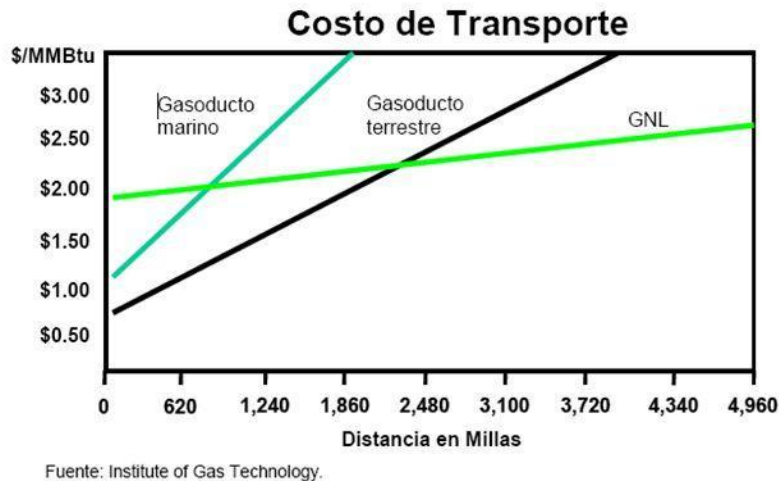
El transporte de GNL por camiones o trenes se realiza de manera limitada. Este medio de transporte es más común en los países que no poseen una red nacional de gasoductos, pero que pueden desarrollarse, si los mercados específicos de GNL lo desarrollan como combustible de GNL para vehículos.

Hay grandes reservas de gas natural en áreas donde no hay un mercado significativo. Tales reservas de hidrocarburos están varadas en África del Norte, al Oeste de África, Sur América, el Caribe, el Medio Oriente, Indonesia, Malasia, el Noroeste de Australia y Alaska. Parte del gas natural en estas localidades es licuado para ser transportado a lugares donde el uso del gas natural sobrepasa su suministro doméstico. Aquellos mercados incluyen Japón, Taiwán, Corea, Europa y los EE.UU.

El GNL ofrece mayor flexibilidad para el intercambio que el transporte a través de gasoductos, permitiendo cargamentos de gas natural ser llevados y entregados donde la necesidad es mayor y los términos comerciales son más competitivos.

El gráfico de abajo demuestra que así como la distancia sobre la que el gas natural es transportado aumenta, el uso del GNL tiene beneficios económicos sobre el uso de gaseoductos.

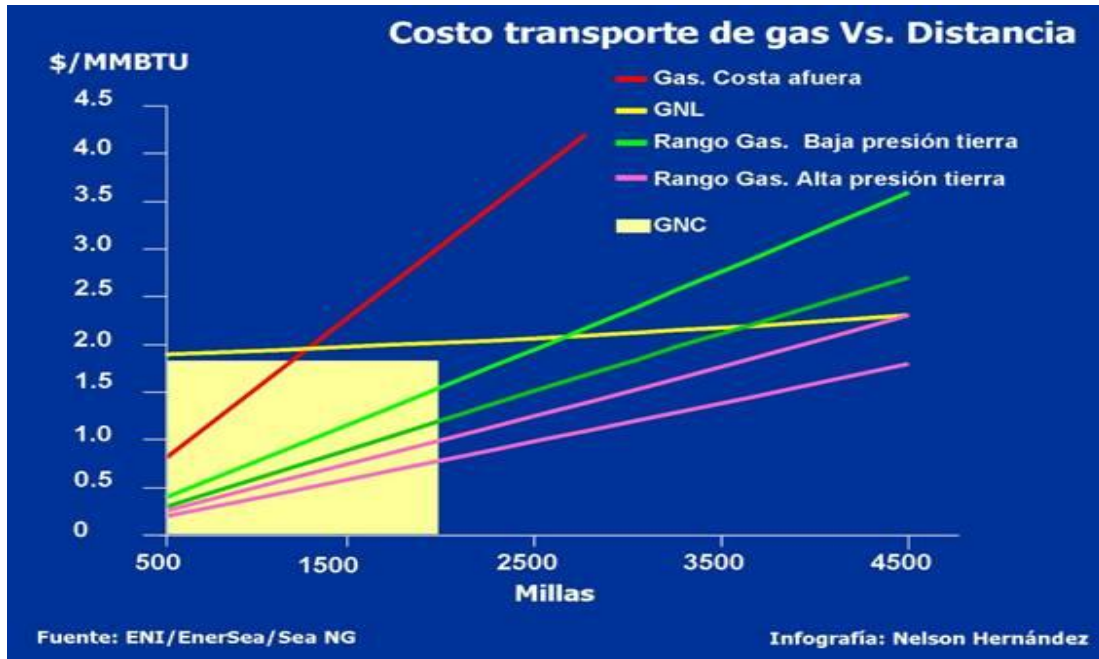
Licando el gas natural y transportándolo, resulta más económico que transportarlo en gaseoductos sumergidos para distancias de más de 700 millas o en gaseoductos sobre la tierra para distancias de más de 2,200 millas.



Gráfica 3.- Costo del Transporte del gas natural.

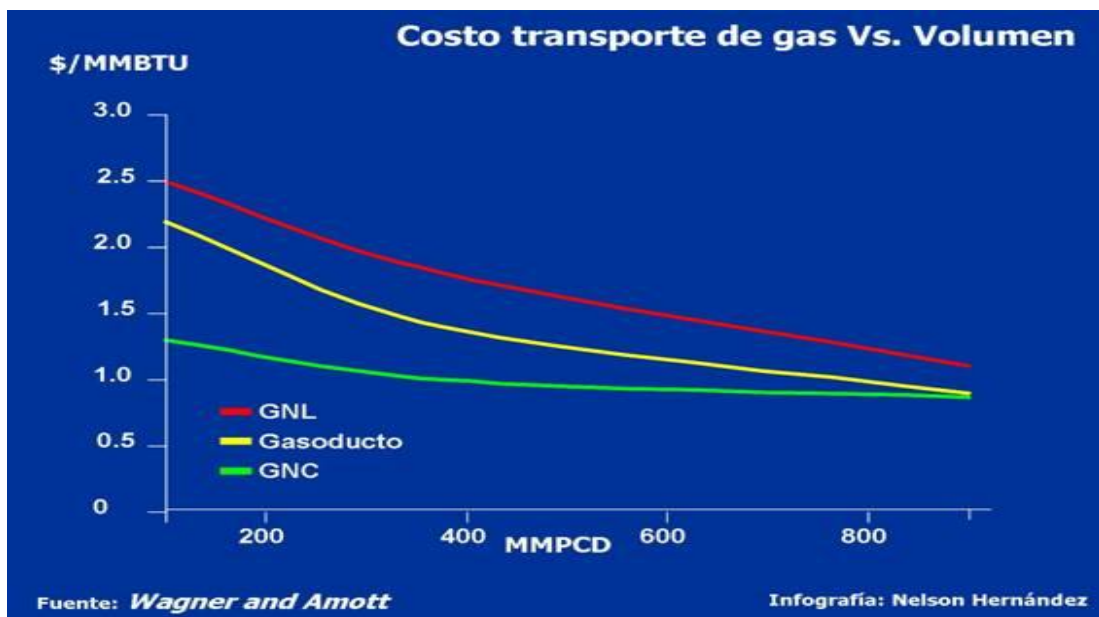
Center for Energy Economics (CEE). 'Introducción al GNL. Institute of Gas Technology'. (2003).
http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

El desarrollo del GNL es especialmente importante para países como Nigeria y Angola, y la mayoría del gas natural que es producido con el petróleo es quemado porque hay pocas alternativas para el uso o desecho del exceso.



Gráfica 4.- Costo del Transporte del gas natural Vs. Distancia

Hernandez, Nelson. 'Natural Gas & Energy Management Consulting'. Building Energy Audits, Infografías. (2012). <http://www.linkedin.com/pub/nelson-hernandez/2/352/927>



Gráfica 5.- Costo del Transporte del gas natural Vs Volumen

Hernandez, Nelson. 'Natural Gas & Energy Management Consulting'. Building Energy Audits, Infografías. (2012). <http://www.linkedin.com/pub/nelson-hernandez/2/352/927>

SECCIÓN 3.- HISTORIA GENERAL DEL GNL

La licuefacción del gas natural se remonta al siglo XIX, cuando el químico y físico inglés Michael Faraday experimentó con el licuado de diferentes tipos de gases, incluyendo el gas natural.

El ingeniero alemán Karl Von Linde construyó la primera máquina de refrigeración a compresión en Múnich en 1873.

La primera planta de GNL fue construida en el Oeste de Virginia en 1912 y comenzó a funcionar en 1917.

La primera planta comercial de licuefacción fue construida en Cleveland, Ohio, en 1941, dónde el GNL fue almacenado en tanques a presión atmosférica. La licuefacción del gas natural elevó la posibilidad de su transporte a lugares lejanos.

En Enero de 1959, el primer tanque de GNL del mundo, El Pionero Metano, un tanquero de la Segunda Guerra Mundial reconstruido, cargando cinco tanques prismáticos de aluminio, de 7,000 barriles de capacidad con soportes de madera y aislamiento de madera contrachapada y uretano, llevo una carga de GNL del Lake Charles, en Louisiana a La Isla Canvey, en el Reino Unido. Esto demostró que grandes cantidades de gas natural licuado podían ser transportadas de manera segura a través de los mares.

Durante los siguientes 14 meses, siete cargas adicionales fueron entregadas con menores problemas. Continuando la exitosa función del Pionero Metano, El Consejo Británico de Gas, procedió a implementar un proyecto comercial para importar GNL de Venezuela a la Isla de Canvey. No obstante, antes de que los tratos comerciales pudieran ser terminados, largas cantidades de gas natural fueron descubiertas en Libia y el campo gigante de Hassi R'Mel en Argelia, que se encuentran solo a la mitad de la distancia de Inglaterra a Venezuela.

Con el arranque de 260 millones de pies cúbicos por día, el Reino Unido llegó a ser el primer importador de GNL mundial y Argelia el primer exportador. Con todo esto, Argelia se ha convertido desde entonces en un suplidor muy importante de gas natural como GNL a nivel mundial.

Después de que este concepto demostrara funcionar en el Reino Unido, se construyeron plantas adicionales de licuefacción y terminales de importación en regiones del Atlántico tanto como el Pacífico.

Se construyeron cuatro terminales marítimos en los EE.UU. entre 1971 y 1980 en Lake Charles (manejado por CMS Energy), Everett, Massachusetts (manejado por Tractebel a través del subsidiario Distrigas), La Isla Elba, Georgia (manejado por El Paso Energy), y Cove Point, Maryland (manejado por la Dominion Energy).

Después de llegar a la cima de volumen de 253 millardos de pies cúbicos en 1979, lo cual representó un 1.3 por ciento de la demanda de gas de los EE.UU., las importaciones de GNL disminuyeron debido a un exceso de gas desarrollado en América del Norte y conflictos de precio con Argelia, el único proveedor de GNL para los EE.UU. en ese momento.

Los terminales de recepción de la Isla Elba y Cove Point, fueron posteriormente cerrados en 1980 y los terminales de Lake Charles y Everett sufrieron por la poca utilización.

Las primeras exportaciones de GNL de los EE.UU. hacia Asia se llevaron a cabo en 1969, cuando el GNL fue enviado a Japón.

El GNL de Alaska es derivado del gas natural que es producido por Marathon y ConocoPhillips de los campos en las porciones más al sur del estado de Alaska, licuado en la planta de GNL de la Península de Kenai (una de las plantas de operaciones de GNL más antiguas del mundo) y enviado a Japón.

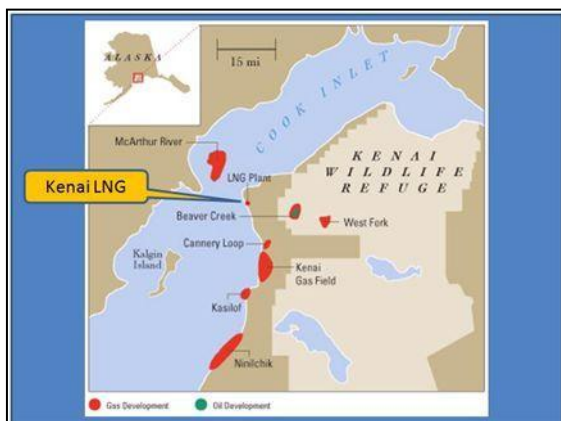
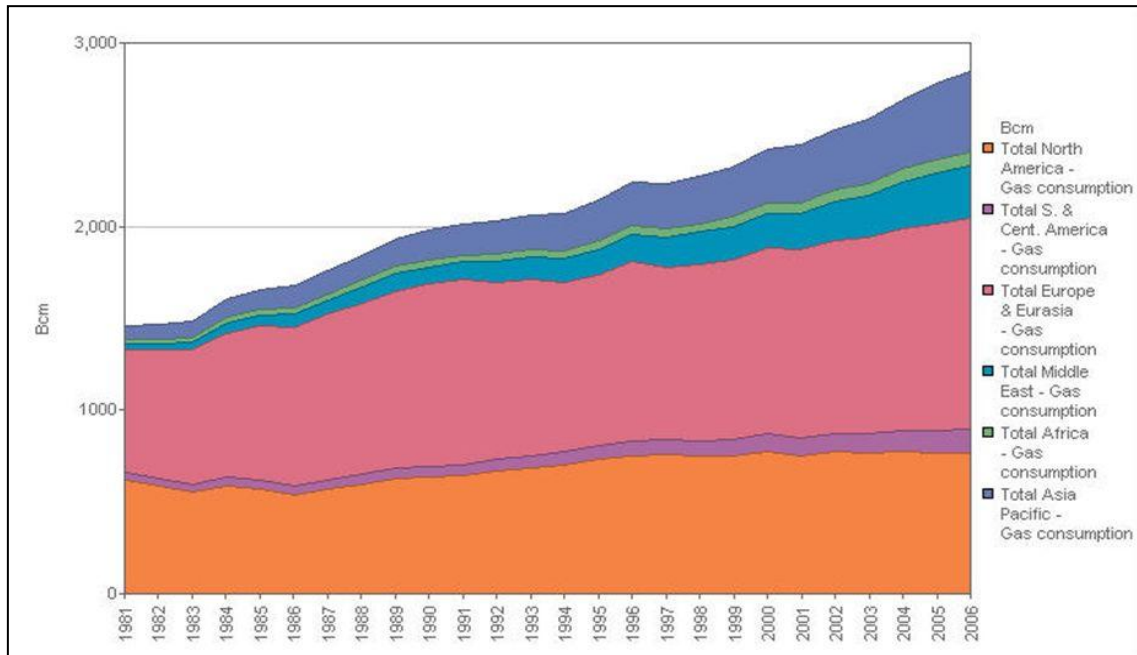
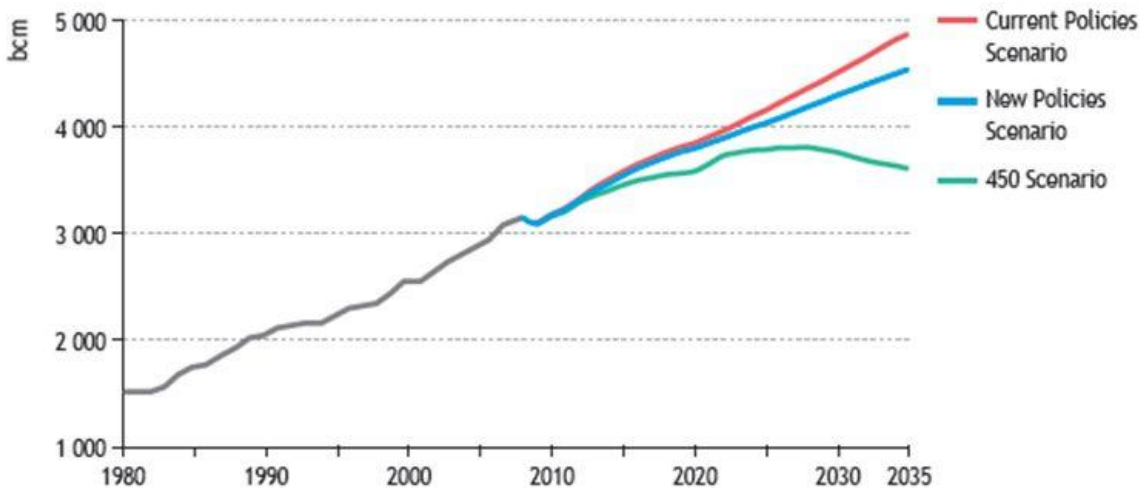


Ilustración 4.- Planta Operaciones GNL Península de Kenai (Alaska)
Anchorage Economic Development Corporation (n.d). <http://aedcweb.com/>

El Mercado de GNL en Europa y Asia, continuó creciendo rápidamente desde ese momento. El gráfico siguiente demuestra el crecimiento mundial de GNL desde 1981 hasta 2006.



Gráfica 6.- Diagrama de la evolución del Mercado Mundial del GNL (1981-2006)
 BP. 'BP Statical of World Energy 2007'. (2007).



Gráfica 7.- World inter-regional natural gas trade by type in the New Policies Scenario (2000-2035)

International Energy Agency (IEA). 'World Energy Outlook 2010 (WEO2010)'. (2010).

<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2010/>



Gráfica 8.- World inter-regional natural gas trade by type in the New Policies Scenario (2000-2035)

International Energy Agency (IEA). 'World Energy Outlook 2010 (WEO2010)'. (2010).

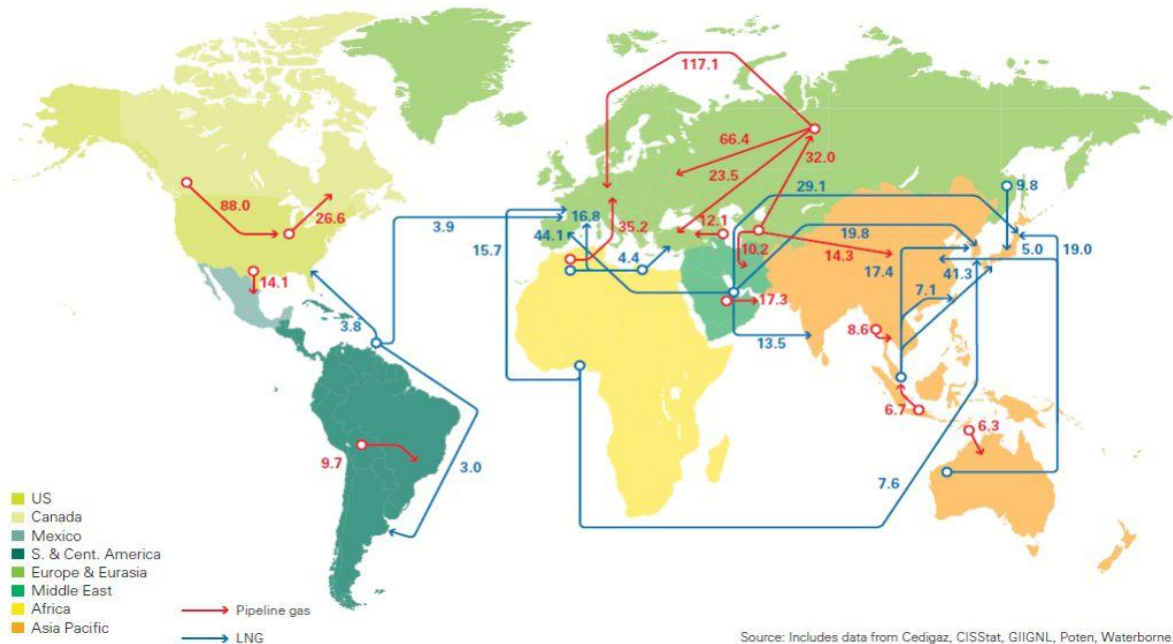
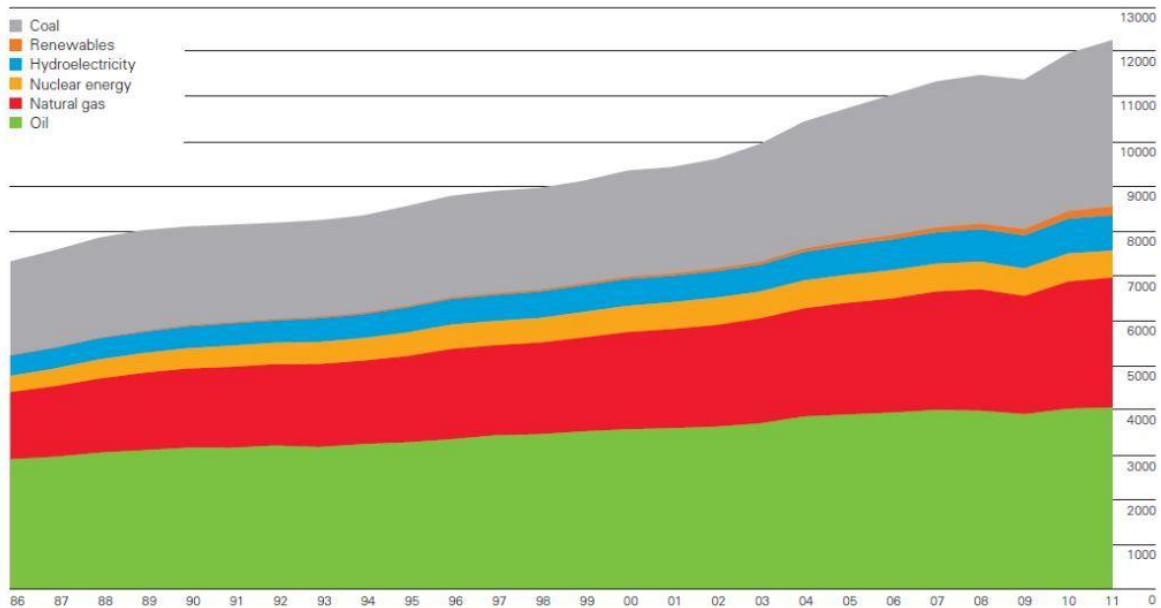


Diagrama 7.- Major trade movements 2011 (natural gas Trade flows worldwide (billion cubic meters))

BP. 'Statistical Review of World Energy'. (2012).

http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf



Gráfica 9.- Electricity World consumption by fuel (Million tones oil equivalent) 1986-2011

BP. 'Statlcal Review of World Energy 2012'. (2012).

http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf

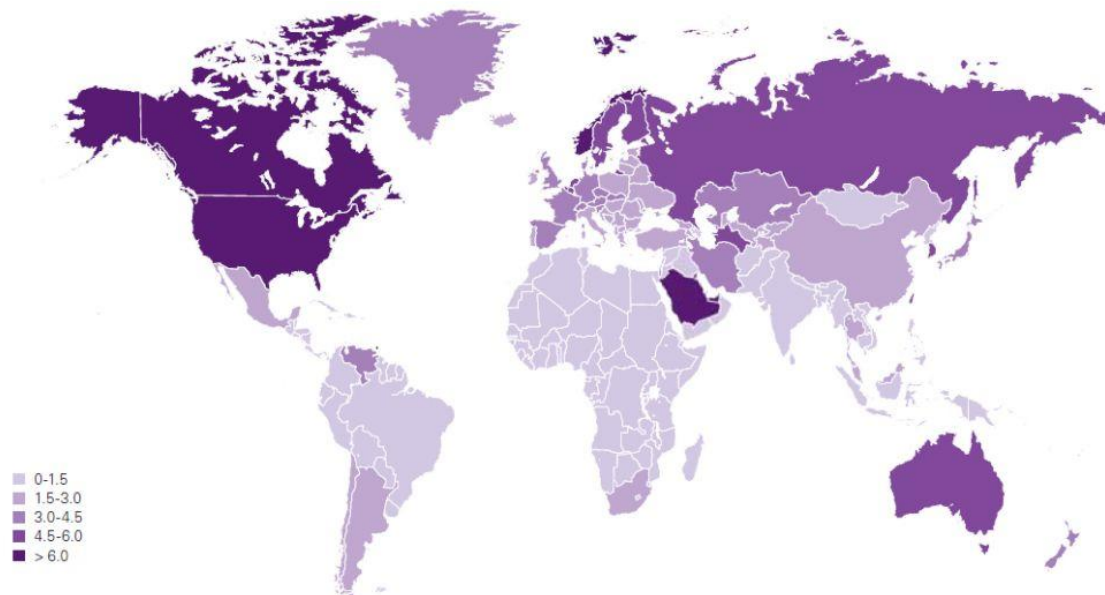


Ilustración 5.- Electricity World consumption per capita 2011 (tonnes oil equivalent)

BP. 'Statistical Review of World Energy 2013'. (2013).

http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

SECCIÓN 4.- TRANSFORMACIONES DEL GAS NATURAL

TÍTULO 1.- EL GAS NATURAL

El gas natural está compuesto principalmente por metano, pero también contiene etano, propano e hidrocarburos más pesados. También pueden encontrarse pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono, compuesto de azufre y agua. A continuación, puede observarse en el gráfico la composición típica del gas natural.

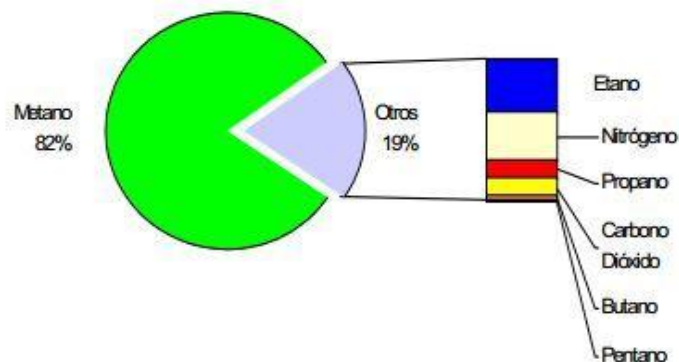


Diagrama 8.- Composición típica del gas natural

Center for Energy Economics (CEE). 'Introducción al GNL'. Institute of Gas Technology. (2003).
http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

TÍTULO 2.- EL GAS NATURAL LICUADO (GNL)

El proceso de licuefacción requiere de la extracción de algunos de los componentes no-metano como el agua y el dióxido de carbono del gas natural producido para evitar que se solidifiquen cuando el gas es enfriado a la temperatura del GNL (-256°F). Como resultado, el GNL está compuesto de metano, como se muestra en el gráfico siguiente.

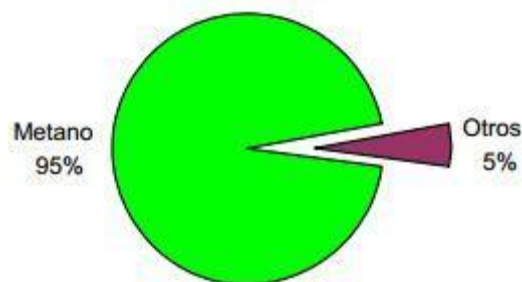


Diagrama 9.- Composición típica del GNL

Center for Energy Economics (CEE). 'Introducción al GNL'. Institute of Gas Technology. (2003). http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

El GNL no tiene olor, ni color, es anticorrosivo y no es tóxico. Sin embargo, como cualquier material gaseoso además del aire y oxígeno, el gas natural vaporizado del GNL puede causar asfixia en un lugar sin ventilación.

COMPOSICION del GNL (Porcentaje Mol)					
Fuente	Metano	Etano	Propano	Butano	Nitrogen
Alaska	99.7	0.06	0.000	0.000	0.20
Argelia	86.9	9.35	2.33	0.63	0.71
Baltimore Gas & Electric	93.3	4.65	0.84	0.18	1.01
Ciudad de Nueva York	98.0	1.40	0.40	0.10	0.10
San Diego Gas & Electric	92.0	6.00	1.00	-	1.00

Tabla 1.- Tabla de Composiciones del GNL según área (Porcentaje por Mol)

Houston Metropolitan Transit Authority. Liquid Methane Fuel Characterization and Safety Assessment Report. Cryogenic Fuels. Inc. Report No. CFI-1600. (Dec 1991). <http://www.cryogenicfuelsinc.com/includes/Liquid%20Methane%20Safety%20Report.pdf>

TÍTULO 3.- LIQUIDOS DE GAS NATURAL (LNG)

Líquidos de Gas Natural (LGN) están compuestos mayormente por moléculas que son más pesadas que el metano, y que se licuan más rápido. LGN también está compuesto por moléculas de hidrocarburo que comienzan con etano y aumentan en tamaño a medida que se agregan átomos de carbono. En los EE.UU., LGN se obtiene durante el procesamiento de gas natural para aplicaciones industriales y para que el gas cumpla con las especificaciones del gaseoducto. El gas natural licuado generalmente debe cumplir las especificaciones caloríficas de las tuberías, es decir, debe contener solamente cantidades moderadas de LGN. Si el gas natural licuado es transportado con LGN, el LGN debe ser removido en el terminal de recibo o mezclado con un gas más ligero o nitrógeno antes de que el gas natural pueda entrar en el sistema de gasoductos.



Diagrama 10.- Composición del los Líquidos del gas natural (LNG).

*Center for Energy Economics (CEE). Introducción al GNL. Institute of Gas Technology. (2003).
http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf*

El terminal de recibo en Lake Charles, Louisiana es el único en EE.UU. capaz de procesar cargamentos de GNL ricos en líquido de gas natural. Sin embargo, la especificación de contenido de calor del GNL en Japón, Corea y otros países en Asia es mayor que en los EU o Europa. Para estos países, son dejados en el GNL y, en algunas ocasiones, el GNL es agregado al GNL vaporizado en el terminal de recibo para aumentar su contenido de calor.

TÍTULO 4.- GAS LICUADO DEL PETROLEO (GLP)

GNL no es lo mismo que Gas Licuado de Petróleo (GLP). GLP es llamado muchas veces 'propano' incorrectamente. GLP es una mezcla de propano y butano en estado líquido a temperatura ambiente bajo presiones inferiores a 200 psi. El intercambio común de los términos GLP y propano se debe al hecho que en los EE.UU. y Canadá, GLP está compuesto principalmente de propano. Sin embargo, en muchos países de Europa, el contenido de propano puede ser inferior al 50 por ciento.

En Europa, GLP ha sido utilizado como combustible para vehículos ligeros por muchos años. Muchas estaciones de servicio tienen surtidores para distribuir tanto gasolina como GLP.

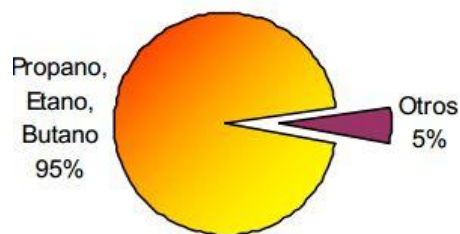


Diagrama 11.- Composición del GLP

*Center for Energy Economics (CEE). Introducción al GNL. Institute of Gas Technology. (2003).
http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf*

El GLP es sumamente inflamable y debe ser almacenado lejos de Fuentes de calor y en una zona bien ventilada, para que cualquier fuga se pueda dispersar con facilidad. Se añade un químico especial, mercaptano, para dar al GLP su peculiar mal olor que ayude a detectar una fuga. La concentración del químico es tal, que una fuga de GLP puede ser detectada cuando la concentración está muy por debajo del límite inferior de inflamabilidad. A nivel mundial, el GLP es usado mayormente para usos domésticos como cocinas y en calentadores de agua.

TÍTULO 5.- GAS TO LIQUIDS (GTL)

El GNL tampoco es sinónimo de Gas-a-Líquidos. Gas-a-Líquidos se refiere a la conversión del gas natural a productos como el metanol, éter dimetil, destilados medianos (diesel y combustible de jets), químicos especiales y ceras. Mientras la tecnología para producir cada uno de estos productos fue desarrollada años atrás, solamente el metanol es actualmente en producción comercial extendida. Éter dimetil y lubricantes especiales y ceras provenientes de gas natural son poco comercializados. Los Destilados medianos pueden ser directamente substituidos por combustible diesel en motores de ignición por compresión. La ventaja de Gas-a-Líquidos es que casi no contiene sulfuro o aromáticos y es ideal para cumplir los requisitos actuales y propuestos para “combustibles limpios” de las economías desarrolladas.

El gas de síntesis o Sintegas (Syngas, en inglés) es un combustible gaseoso obtenido a partir de sustancias ricas en carbono (hulla, carbón, coque, nafta, biomasa) sometidas a un proceso químico a alta temperatura. Contiene cantidades variables de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂).

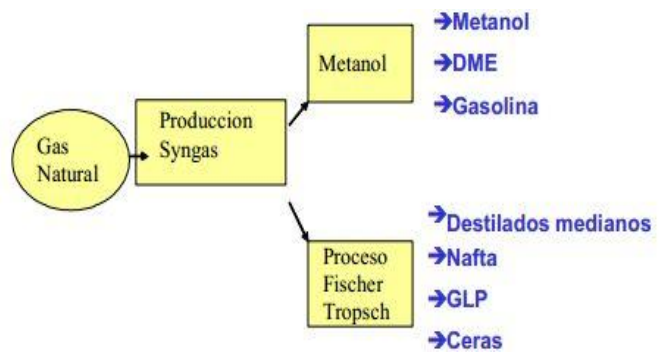


Diagrama 12.- Gas to Liquids (GTL). Esquema Derivados del Gas de Síntesis (Syngas).

GTL Taskforce. Dept of Industry, Science and Resources. (June 2001). Canberra ACT, Australia.

El nombre gas de síntesis proviene de su uso como intermediario en la creación de gas natural sintético (GNS) y para la producción de amoníaco o metanol. El gas de síntesis también se utiliza como producto intermedio en la producción de petróleo sintético, para su uso como combustible o lubricante a través de la síntesis de Fischer-Tropsch, y previamente al proceso para convertir metanol en gasolina.

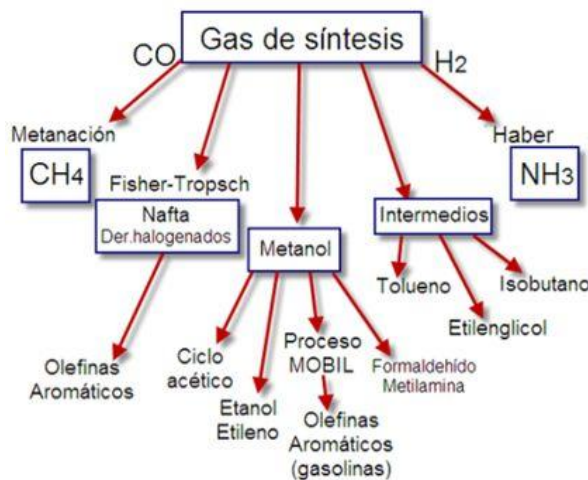
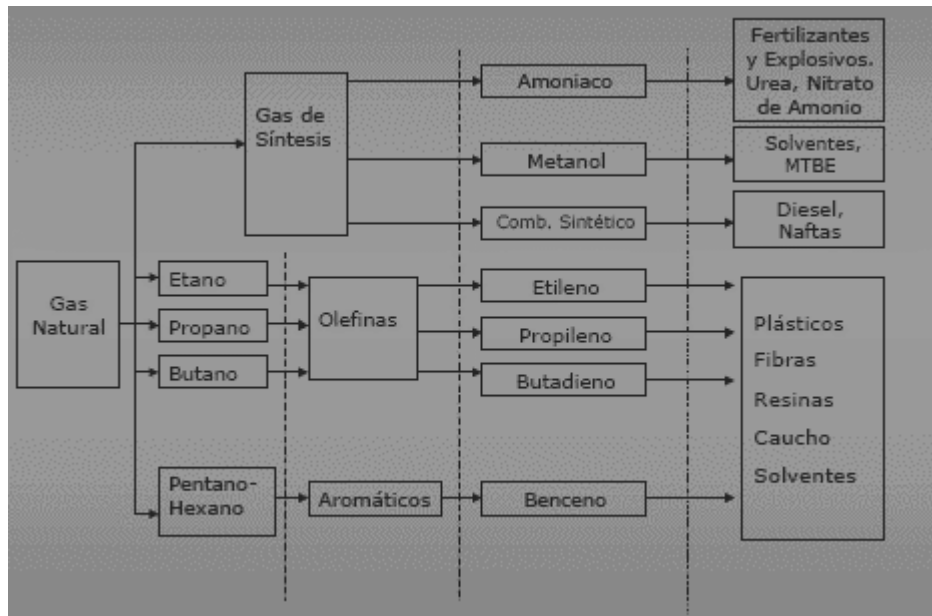


Diagrama 13.- Derivados del Gas de Síntesis (Syngas).

GTL Taskforce. Dept of Industry, Science and Resources. (June 2001). Canberra ACT, Australia.

El gas de síntesis está compuesto principalmente de hidrógeno, monóxido de carbono, y muy a menudo, algo de dióxido de carbono. Posee menos de la mitad de densidad de energía que el gas natural. Se ha empleado y aún se usa como combustible o como producto intermedio para la producción de otros productos químicos.



Esquema 6.- Productos químicos a partir de gas natural

Ministerio Energía y Minas República de Perú. Usos y Ventajas del Gas Natural en el Sector Residencial Comercial. (2011). [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas(1).pdf)

SECCIÓN 5.- ETAPAS EN LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL Y DEL GNL

La producción mundial de petróleo y de gas natural está a cargo de las compañías conocidas como “petroleras”, aunque están cada vez, más involucradas con otras energías.

Estas compañías se agrupan en diferentes categorías: las empresas estatales, las “mega”, las integradas, las grandes independientes, las independientes de menor tamaño, las transportistas de gas y de petróleo, y las de distribución, en especial las de gas natural, y las comercializadoras.

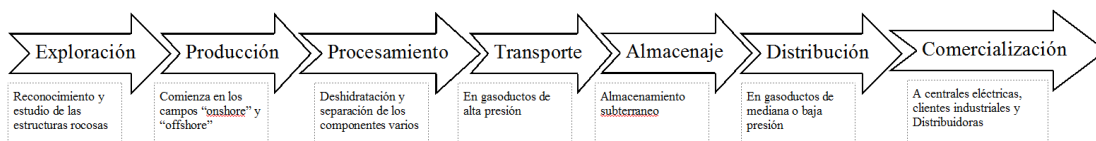


Ilustración 6.- Etapas de la Cadena de Valor del gas natural

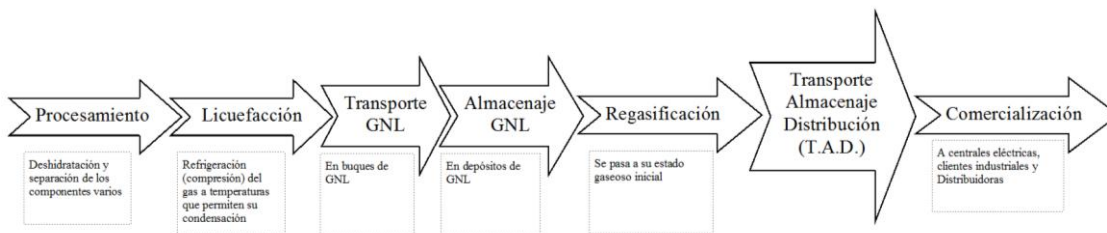


Ilustración 7.- Etapas de la Cadena de Valor del gas natural licuado (GNL)

Las compañías nacionales (NOC, National Oil Companies, en inglés) son las que tienen como accionista controlante al gobierno del país en que se encuentran, y poseen gran parte de las reservas de petróleo y de gas del mundo.

La mayoría tiene proyectos conjuntos con compañías privadas de otros países bajo variadas formas contractuales con el objeto de apoyarse mutuamente en el aprovechamiento de capitales y tecnologías.

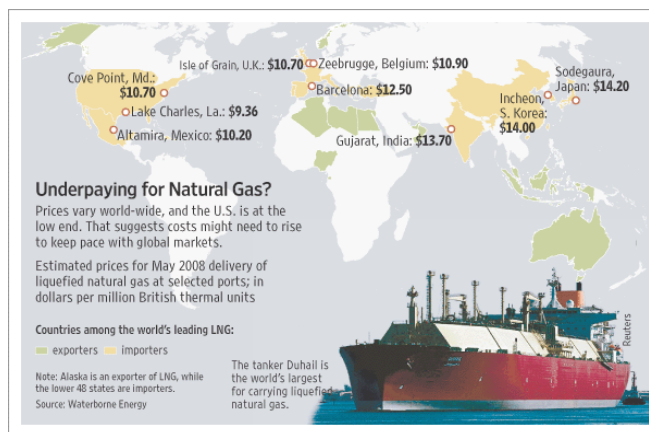
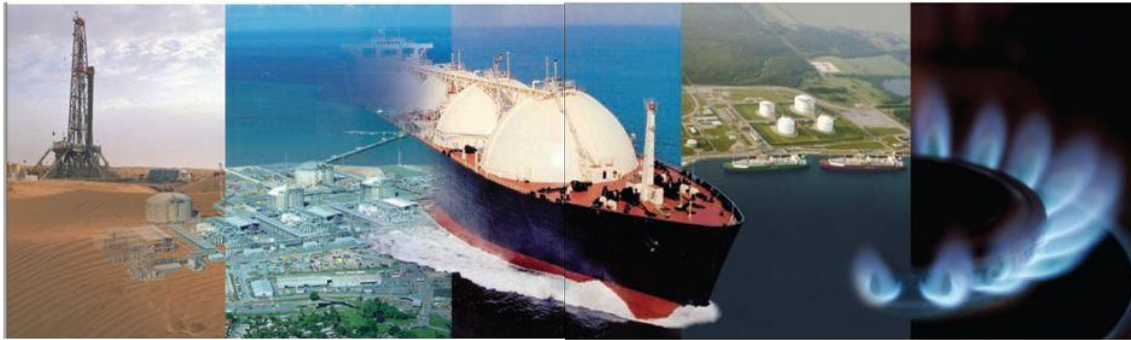


Diagrama 14.-Esquema de la Cadena de Valor del GNL

La cadena de plantas de licuación y terminales de importación de diferentes partes del globo vinculadas por transporte marítimo recibe el nombre de *CADENA DE VALOR DEL GNL*.



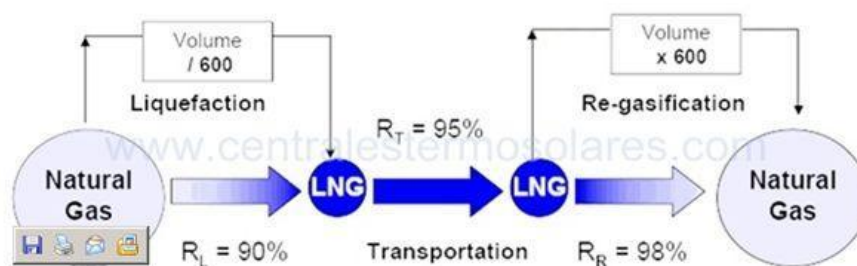
Schlumberger. El Transporte de gas natural a través de los océanos. Oilfield Review. (2008).

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/aut08/EI%20transporte%20de%20ogas.pdf

El incremento en los últimos años de los precios energéticos está modificando el mercado del GNL. El surgimiento de mercaderías de contado y el movimiento de cargas a terminales de importación remotas en vez de más cercanas, indican que el GNL se ha transformado en un producto básico global.¹³

Veremos más adelante cómo se licua, transporta y almacena hasta regasificarlo para el consumidor.

Algunos ejemplos demuestran la tecnología utilizada en cada paso de la cadena del GNL, incluyendo los pasos dados para garantizar la seguridad del GNL.

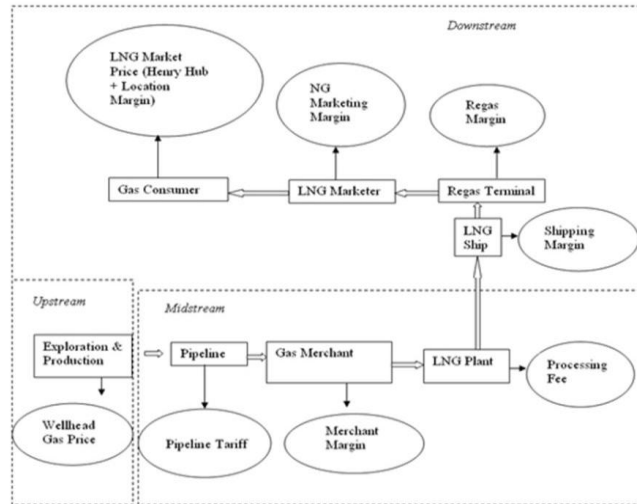


Esquema 2.- Cadena Integrada de GNL – 01. Centrales Termosolares. (N.d).

www.centrales termosolares.com

¹³ Ann Davis & Russell Gold. 'Surge in Natural-Gas Price Stoked by New Global Trade'. The Wall Street Journal. (18 Abril 2008).

<http://online.wsj.com/article/SB120847521878424735.html>



Esquema 3.- Cadena Integrada de GNL – 02.

Alma Rosa López Martínez (2011). www.centralestermosolares.com

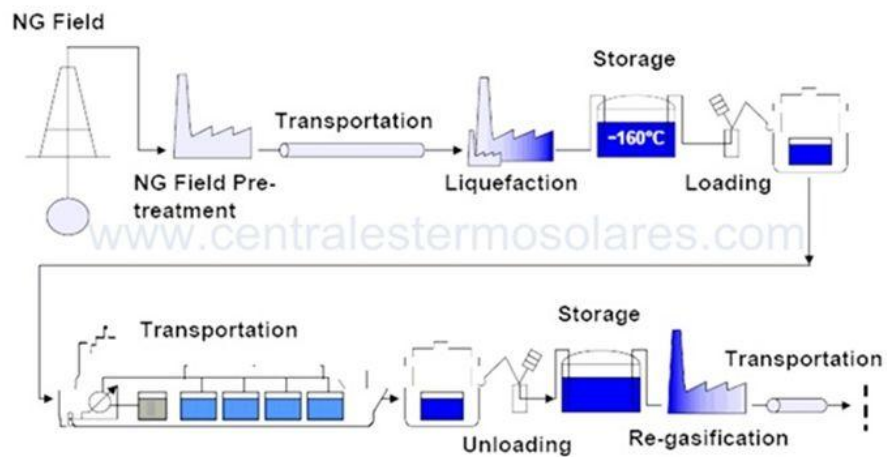


Diagrama 15.- The LNG Value Chain.

Ministry of Energy and Energy Affairs. Government of the Republic of Trinidad And Tobago. 'Liquefied Natural Gas (LNG)'. http://www.energy.gov.tt/energy_resources.php?mid=113



Aunque se resume en cuatro etapas generales, la Cadena de Valor del Gas extraído de yacimientos, consta de muchas más fases como pueden ser, en una primera: *Exploración, Evaluación, Desarrollo, Perforación, Producción, Transporte a Planta, Limpieza, Compresión y Almacenamiento*.

Aquí se pueden dar tres posibilidades:

- Transporte por gasoducto.
- Fraccionamiento para producción de GLP, GTL, etc.
- Transporte Marítimo.

En el caso de transporte marítimo: *Licuefacción y Bombeo, Almacenaje de GNL, Proceso de Carga de GNL, Transporte marítimo, Proceso de Descarga de GNL, Almacenaje en depósitos de GNL*.

En este punto se vuelven a dar 3 posibilidades:

- Transporte del GNL por Camión o tren, hasta Planta Satélite o Gasocentros.
- Regasificación, Compresión y Transporte por gasoducto, Regulación y Distribución por gasoducto.
- Fraccionamiento para producción de GLP o GTL.

Con el siguiente croquis se esquematiza los pasos de la cadena de valor del gas natural hasta usuario:

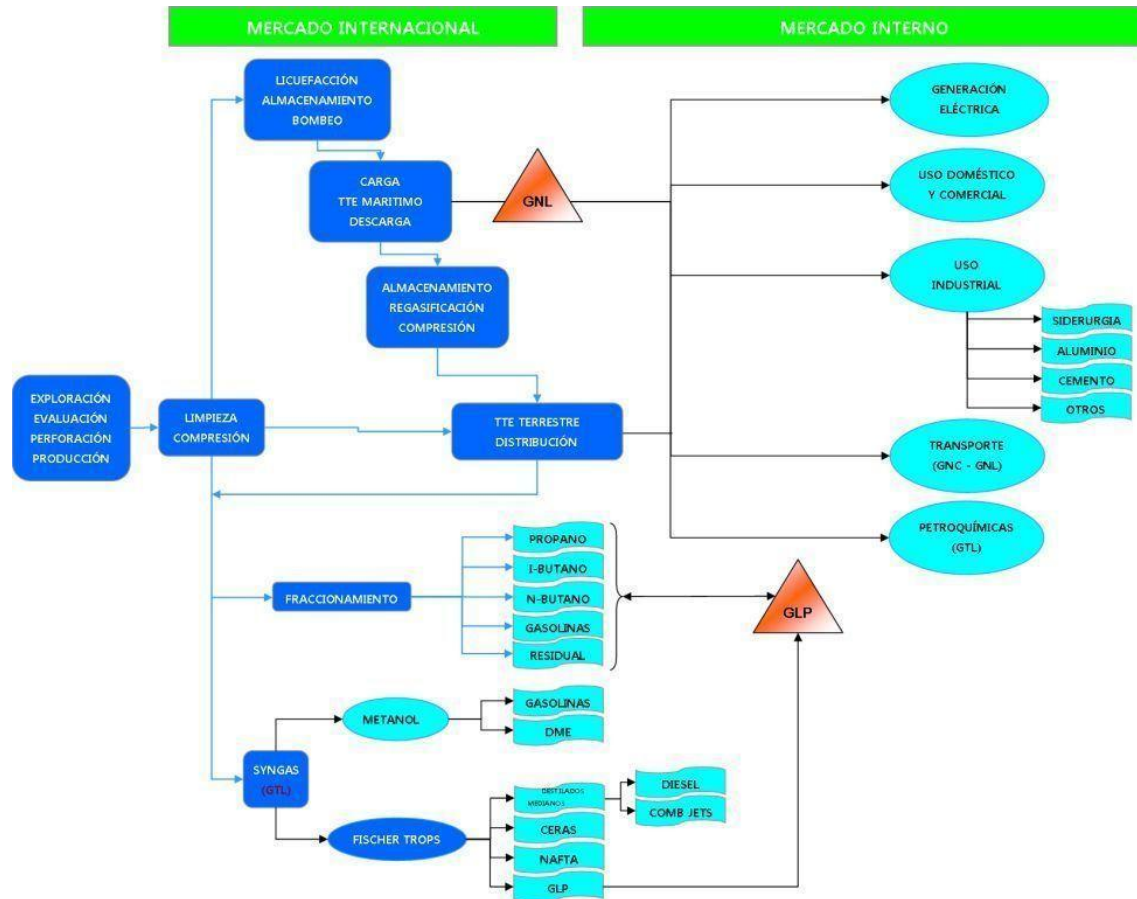


Diagrama 16.- La Cadena de Valor del gas natural.



TÍTULO 1.- LA PROSPECCIÓN Y LA EXTRACCIÓN.

1. MÉTODO TRADICIONAL

No existe indicio alguno en la superficie de un suelo que revele la presencia de un yacimiento de gas natural o de petróleo bajo tierra. No obstante, el profundo conocimiento sobre la estructura del suelo que los geólogos y geofísicos han acumulado a lo largo de años de experiencia les permite desestimar rápidamente ciertos lugares y centrar sus estudios en aquellos que presentan unas determinadas características topográficas.

Ahora bien, cuando se detecta la presencia de una bolsa de gas natural, hay que continuar la recopilación de datos para decidir si se explota o no el yacimiento: la profundidad en la que se encuentra, su volumen aproximado, las características de los estratos situados encima, etc. Mediante una sonda instalada en una estructura metálica en forma de torre se accede a la bolsa, se determina también su composición química y la presión del gas y, si definitivamente se considera que el yacimiento será rentable, el pozo se pone en explotación.

Cuando el gas no está mezclado con petróleo, los trabajos de explotación se simplifican ya que el producto brota de forma natural y no es necesario elevarlo mecánicamente a la superficie. A veces, se puede haber acumulado agua en los pozos, de manera que hay que extraerlo con bombas para mantener una producción óptima.

Los trabajos de exploración y extracción incluyen actividades que pueden resultar perturbadoras para la fauna y la flora. El impacto ambiental de estos trabajos, no obstante, está limitado temporalmente ya que se adoptan medidas de prevención y corrección que restituyen el entorno a su estado natural. Cuando un yacimiento de gas natural se da por agotado, se procede al desmantelamiento de las plataformas, a su retirada y al sellado del pozo, o son empleados como almacenamientos naturales de gas.

Las torres de perforación de los pozos se instalan tanto en la tierra como en el mar. Las torres situadas en el mar se instalan sobre una plataforma anclada en el fondo. El equipo de superficie consta de una estructura que soporta la torre de perforación –la cual mide cerca de 40 m de altura–, y un aparato que mueve la columna de perforación a medida que se profundiza. El método utilizado para realizar la perforación es el de rotación, que ha sustituido al de percusión, empleado antiguamente.



2. GAS DE LUTITA (SHALE GAS)

El **gas de lutita**, también conocido como **gas de esquisto** o **gas pizarra** (en inglés: **shale gas** y en francés: **gaz de schiste**), es un hidrocarburo en estado gaseoso que se encuentra en la formaciones rocosas sedimentarias de grano muy fino. Este tipo de gas natural se extrae de zonas profundas en terrenos donde abunda el esquisto, las lutitas o las argilitas ricas en materia orgánica. El interior rocoso del esquisto presenta baja permeabilidad, lo que impide su ascenso a la superficie. Por ende, para la extracción comercial de dicho gas, es necesario fracturar la roca hidráulicamente.¹⁴

El *shale* o *roca de esquisto* es una formación sedimentaria que contiene gas y petróleo. Su característica definitoria es que no posee la suficiente permeabilidad para que los hidrocarburos puedan ser extraídos con los métodos convencionales, lo cual hace necesario la aplicación de nuevas tecnologías. Estas consisten en inyectar agua a alta presión conjuntamente con la aplicación de agentes de sostén, lo que permite que los hidrocarburos atrapados en la formación fluyan hacia la superficie.

Recientemente, a partir del 2010 el gas de esquisto ha tenido un auge comercial importante, sobre todo en los Estados Unidos, pero también es un recurso natural sensible en países como Francia y Canadá.

El balance de la extracción del gas de esquisto está llamado a un debate ecológico y medioambiental pues, quienes se oponen a este tipo de extracción, lo acusan de destruir fuentes de agua dulce tanto exteriores como subterráneas. Sin embargo, la contraparte sostiene que la distancia entre los acuíferos y el reservorio de shale hace imposible que exista contaminación. Este planteo está avalado por diversos trabajos científicos publicados en 2013 (dos de ellos del órgano oficial de la Asociación Nacional de Acuíferos de EE UU, la revista *Groundwater*) que coincidieron en indicar que la contaminación de aguas subterráneas derivada de la fractura hidráulica "no es físicamente posible". También se le critica por aumentar la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero. La emisión subreportada de metano que exacerba el cambio climático mucho más que el bióxido de carbono (La Jornada 30.04.2014), y el dióxido de carbono. Geológicamente, a la extracción de este tipo de gas, se le acusa de ser responsable de al menos dos temblores de tierra en Gran Bretaña y otro en Arkansas. Además, se creó un grupo de especialistas para investigar la relación entre la extracción de este gas y de una serie de temblores en la ciudad de Monterrey, en el Norte de México.

¹⁴ Wikipedia. (Consultado en abril de 2014). http://es.wikipedia.org/wiki/Gas_de_lutita



En Quebec, un reciente estudio demostró que los yacimientos de extracción sufren de fuertes emanaciones de gas, lo que despertó un fuerte rechazo de la población local hacia esta industria. Sin embargo, la Asociación Norteamericana de Suministradores de Gas Natural (NGSA) afirmó que no se había confirmado ningún caso de contaminación de acuíferos debido a dicho método de extracción

2.1. LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (FRACKING)

La **fracturación hidráulica**, **fractura hidráulica** o **estimulación hidráulica** (también conocida por el término en inglés **fracking**) es una técnica para posibilitar o aumentar la extracción de gas y petróleo del subsuelo. El procedimiento consiste en la perforación de un pozo vertical en el cual, una vez alcanzada la profundidad deseada, se inyecta a presión algún material en el terreno, con el objetivo de ampliar las fracturas existentes en el sustrato rocoso que encierra el gas o el petróleo y que son típicamente menores a 1 mm, favoreciendo así su salida hacia el exterior. Habitualmente el material inyectado es agua con arena y productos químicos, cuya finalidad es favorecer la fisuración o incluso la disolución de la roca.¹⁵

Se estima que en 2010 esta técnica estaba presente en aproximadamente el 60 % de los pozos de extracción en uso. Debido al aumento del precio de los combustibles fósiles, que han hecho económicamente rentables estos métodos, se está propagando su empleo en los últimos años, especialmente en los Estados Unidos.

Respecto al componente inyectado, está basado en un 99,51 % de agua y arena y un 0,49 % de aditivos sosten. Son éstos los que generan más polémica, pues sus detractores afirman que incluyen sustancias tóxicas, alergénicas y cancerígenas, dejando el subsuelo en condiciones irrecuperables. Mientras que los defensores de esta técnica de extracción aseguran que los aditivos utilizados se pueden encontrar en elementos de uso doméstico. Su finalidad es generar las vías necesarias para extraer el gas de esquisto, mantener los canales abiertos y preservar a los hidrocarburos para evitar que se degraden durante la operación.

2.1.1. REGULACIÓN

Un informe del Parlamento Europeo recomienda su regulación y que se hagan públicos los componentes que se emplean en los pozos de perforación. El Parlamento búlgaro prohibió su uso en 2012. En España, aunque el gobierno autonómico de Cantabria aprobó la Ley en la que se regula la prohibición de la técnica de fracturación hidráulica, el Senado nacional aprobó la Ley de garantía de suministro eléctrico, en la cual se incluyeron los procesos de estimulación

¹⁵ Wikipedia. (consultado en abril de 2014).

http://es.wikipedia.org/wiki/Fracturaci%C3%B3n_hidr%C3%A1ulica



hidráulica como alternativa para generar energía en Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla. A esta iniciativa se sumó la modificación de la Ley de Conservación de la Naturaleza del País Vasco, que permite la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

En diciembre de 2012, en Gran Bretaña se levantó la moratoria de 18 meses que se había puesto sobre esta tecnología de extracción y comenzó a impulsar su utilización promoviendo la inversión anunciando grandes exenciones fiscales para impulsar la estimulación hidráulica.

La India también aprobó la explotación de gas de esquisto, luego de dos años de estudio de su política energética y Turquía comenzó a prepararse para la explotación de no convencionales.

En Latinoamérica, el país que comenzó su desarrollo fue Argentina, en la Formación Vaca Muerta, ubicada en la provincia de Neuquén. Este país ocupa a nivel mundial el segundo puesto en recursos de gas no convencional y el cuarto en petróleo.

A fecha de 2013, la fracturación hidráulica ha sido prohibido en Francia, así como en algunos lugares de los Estados Unidos, como Búfalo (Estado de Nueva York) y Pittsburg (Pensilvania). Existen, además, moratorias en Canadá y Sudáfrica.

2.1.2. CONTROVERSIA FRENTE A SUS POSIBLES EFECTOS

Frente a la preocupación manifestada por algunas asociaciones ecologistas, como Ecologistas en acción y Amigos de la Tierra, respecto a los posibles riesgos medioambientales derivados de esta técnica, en el sentido de que, además del posible incremento de seísmos, los compuestos químicos podrían contaminar tanto el terreno como los acuíferos subterráneos. La Royal Society británica afirmó, en 2012, que los riesgos eran manejables "siempre y cuando se implementen las mejores prácticas operacionales".

Asimismo, y en referencia a casos puntuales que se divulgaron en Estados Unidos, la Agencia de Protección Ambiental de ese país cerró su investigación sobre Dimock (Estado de Pennsylvania) concluyendo la inexistencia de evidencia de contaminación. Lo mismo sucedió con denuncias de filtración de gas metano en Parker County (Texas) y con la contaminación de aguas en Pavilion (Wyoming), también por falta de pruebas.



A esto se suman tres trabajos científicos publicados en 2013 (dos de ellos del órgano oficial de la Asociación Nacional de Acuíferos de EE UU), la revista Groundwater coincidieron en indicar que la contaminación de aguas subterráneas derivada del fracking "no es físicamente posible". Uno de ellos afirma que: "Los hallazgos de un nuevo estudio de la publicación Groundwater sugieren que las concentraciones de metano halladas en pozos del condado de Susquehanna en Pennsylvania se explican no de la migración del shale gas de la formación Marcellus debido a la fractura hidráulica, sino de factores hidrogeológicos y topográficos de la región".

En referencia a los supuestos seísmos inducidos por el fracking, la Universidad de Durham (EE.UU.) concluye que prácticamente toda la actividad sísmica resultante del fracking fue de tan baja magnitud que sólo los geocientistas hubieran estado capacitados para detectarla, y que la minería, la actividad geotérmica y el almacenamiento de reservorios de agua producen más y más fuertes temblores [que el fracking].



TÍTULO 2.- EL TRANSPORTE

El gas natural, una vez extraído del subsuelo, es transportado a aquellos lugares donde se aprovecha su potencial calorífico, y que a menudo se encuentran a miles de kilómetros de distancia.

El transporte se realiza a través de gasoductos terrestres y marinos de centenares de kilómetros de longitud, cuando el yacimiento y el lugar de destino están conectados mediante esta red de conductos, o de grandes barcos metaneros que lo transportan, en forma líquida, en el caso de que no haya conducciones que comuniquen ambos puntos. Algunos gasoductos marinos incluso conectan continentes como, por ejemplo, los que unen África y Europa cruzando el estrecho de Messina –desde Argelia a Italia–, el estrecho de Sicilia, –entre Túnez y Sicilia–, y el de Gibraltar, –entre Marruecos y España–.

Cuando el gas circula por los gasoductos lo hace a una presión muy elevada –entre 36 y 70 atmósferas–, y es impulsado cada centenar de kilómetros por medio de estaciones que lo comprimen y lo reenvían a la tubería. Las tuberías son de acero y tienen un diámetro de más de 1 metro. Las soldaduras que unen las tuberías se someten a un control riguroso, mediante radiografías de las piezas, para evitar que pueda haber fugas de gas y peligro de explosión. Estas tuberías, cuando tienen que ser enterradas o tienen que atravesar cursos de agua, se protegen con recubrimientos especiales e, incluso, con protección eléctrica para evitar la corrosión –química, electroquímica, biológica...– y el riesgo ambiental y para las personas que puede comportar la emisión de metano a la atmósfera. En las zonas pobladas, los reconocimientos aéreos y los recorridos sobre los trazos son fundamentales para impedir que las actividades agrícolas o urbanísticas amenacen la integridad física de los conductos.

En el caso de los barcos metaneros –llamados también criogénicos, porque están adaptados para transportar productos a temperaturas muy bajas–, el gas se licua a una temperatura de unos 160 grados bajo cero para reducir su volumen del orden de unas 600 veces, cosa que facilita mucho el transporte. El tráfico marítimo de gas natural en el mundo lo hacen más de 70 barcos, algunos de los cuales tienen una capacidad de hasta 136.000 m³, aunque se están proyectando barcos más grandes todavía.

Una vez que los barcos metaneros llegan a puerto, el gas líquido es almacenado en depósitos grandes donde permanece a la espera de ser regasificado. Es introducido en las redes de distribución, cuando el incremento de la demanda así lo exija. En algunos casos, el gas es almacenado en estado gaseoso en formaciones geológicas similares a los yacimientos naturales inyectándolo en capas de terreno acuífero, en las que el gas queda atrapado ocupando el lugar del agua, en minas de sal, o en antiguos yacimientos de gas natural. Este procedimiento permite ir utilizando en invierno el gas almacenado durante el verano, época en la que el consumo es menor.

En los núcleos de población que no están conectados a la red de gasoductos ni les llegan los barcos metaneros, se construyen plantas satélite que reciben el gas mediante camiones cisterna, lo almacenan y lo inyectan a la red de distribución local.

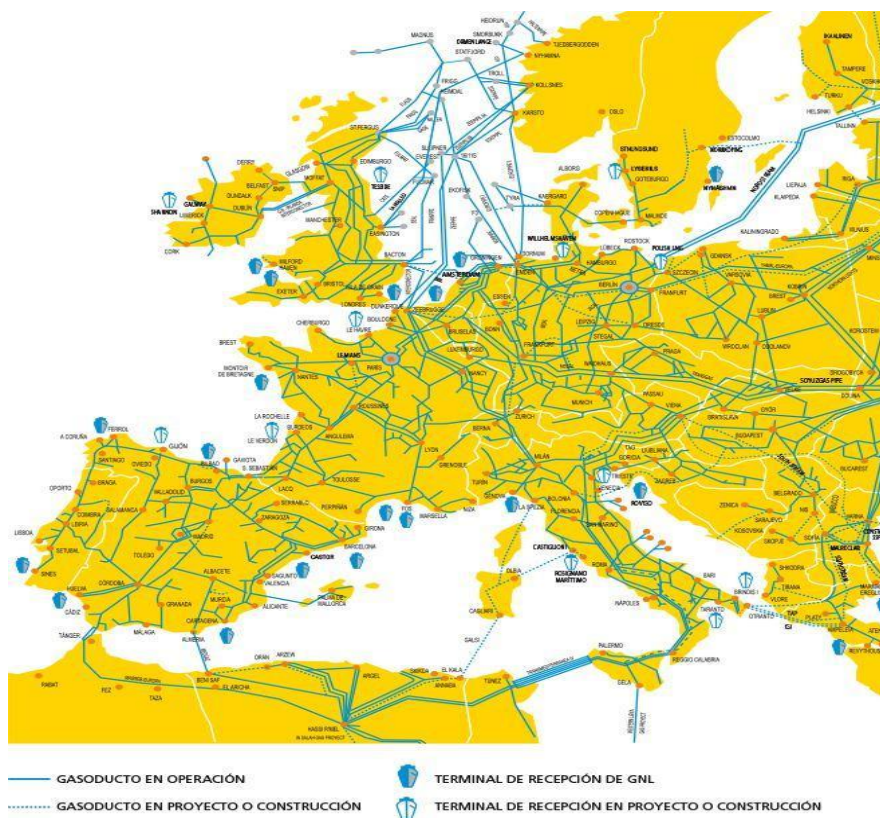


El primer barco metanero construido en España fue el “Laietano”, que todavía hace el recorrido entre Libia, Argelia y la planta de Barcelona. Tiene una capacidad de 40.000 m³, volumen que una vez regasificado, representa más de 20.000.000 m³.

En el año 2000, Gas Natural SDG importó y suministró aproximadamente 12.000 millones de m³ de gas, 6.000 millones de m³ de los que fueron importados como gas natural licuado (GNL) y regasificados en las tres terminales de Barcelona, Huelva y Cartagena. Durante el proceso de descarga de GNL; de los barcos metaneros a los tanques y también durante el almacenamiento, se produce la vaporización de una parte del gas natural licuado (boil-off). Este gas es recuperado y tratado para evitar su emisión en la atmósfera.

El proceso se realiza comprimiendo y relicuando el gas vaporizado, y devolviéndolo a los tanques de GNL.

La cantidad de gas tratado de esta forma es aproximadamente el 1% de la totalidad del gas procesado en las plantas, es decir, unos 60 millones de m³, una cantidad nada despreciable.



Red Europea de Gasoductos. Sedigas. (2013). <http://www.sedigas.es/informeannual/2012/33c.html>

1. LA LICUEFACCIÓN

La licuefacción es el método por el cual el gas natural a temperatura y presión normales se enfría a muy baja temperatura con el objetivo de cambiar su estado físico de gas a líquido, facilitando así el transporte a largas distancias de forma segura.

El proceso de licuefacción tiene principalmente dos fases, la primera es *enfriamiento y condensación* y la segunda es lo que se denomina "*flash*"; en este último proceso se baja la presión a casi atmosférica.

El proceso "*flash*" es un proceso adiabático por el cual no se añade ni se quita calor al proceso pero se baja el punto de ebullición al líquido. Se puede realizar esto por medio de un *Expander* o simplemente por medio de una válvula que toma el nombre del proceso mismo: *J-T valve* (por el efecto Joule Thomson).

Al realizar esta última etapa en la elaboración del GNL se producen vapores llamados "*flash*". La cantidad de vapores creados depende de la presión de tu GNL y del tanque al cual estas enviando el GNL.

1.1. PRINCIPIOS BASICOS DE LA REFRIGERACION.

La refrigeración actualmente se usa no solo en plantas de licuefacción de GNL sino también en otras aplicaciones como recuperación de GNL, control del punto de rocío de hidrocarburos, condensación del reflujo en fraccionadores de hidrocarburos ligeros, etc.

Entran en juego diversos factores en cuanto a la selección del refrigerante, y vienen dados por los requerimientos de temperatura necesarios, disponibilidad del refrigerante, costo, y experiencia probada. Principalmente nos vamos a centrar en la *Refrigeración Mecánica* (compresión y expansión del vapor), aunque existen otros métodos como la *Refrigeración por Absorción*, menos usados en la industria de hidrocarburos.

3.1.1. EL CICLO DE REFRIGERACION.

Un ciclo de refrigeración se puede mostrar en 4 etapas bien diferenciadas (Evaporación, Compresión, Condensación y Expansión).

3.1.1.1. EVAPORACIÓN

El refrigerante en forma líquida absorbe calor al evaporarse, y es aquí cuando se produce un enfriamiento en el ciclo de refrigeración. Un refrigerante una vez que pasa a estado gaseoso no tiene capacidad de enfriamiento. Los vapores salen del evaporador saturados o un poco recalentados, para ir a la siguiente etapa.

3.1.1.2. COMPRESIÓN

En todo ciclo de refrigeración el compresor es el elemento que añade trabajo al proceso. El compresor saca los vapores que ya no tienen capacidad de enfriamiento y los comprime. El control de esta etapa es fundamental porque si el compresor saca los vapores más rápidamente que lo que se forman la presión del sistema bajara. Los vapores salen del compresor a alta presión y sobrecalentados.

3.1.1.3. CONDENSACIÓN

En el condensador se elimina el calor del refrigerante, a veces es simplemente un intercambiador de calor por medio de un ventilador. El aire de la atmosfera se encuentra a menor temperatura que los vapores que salen supercalentados del compresor, ayudando así a la reducción de su temperatura. Los vapores se saturan y pasan a estado líquido.

3.1.1.4. EXPANSIÓN

El líquido aquí se expande n el condensador se elimina el calor del refrigerante, a veces es simplemente un intercambiador de calor por medio de un ventilador. El aire de la atmosfera se encuentra a menor temperatura que los vapores que salen supercalentados del compresor, ayudando así a la reducción de su temperatura. Los vapores se saturan y pasan a estado líquido.

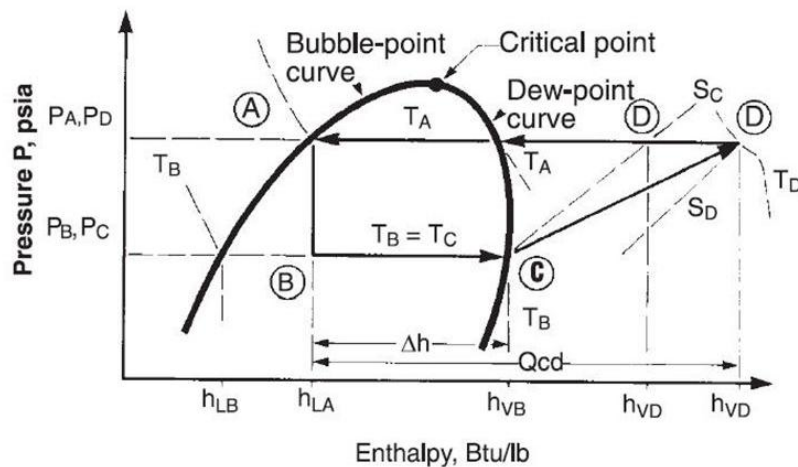


Diagrama 17.- Diagrama Presión – Entalpía, Btu/lb

J. Ely. Colorado School of Mines - CEPR Department. (2001).

1.2. EL DIAGRAMA DE PRESION Y ENTALPIA.

El diagrama de presión y entalpia muestra la relación entre presión, temperatura y entalpia.

A la derecha de la "campana" tenemos gases, a la izquierda líquidos y los puntos que se encuentran dentro de la "campana" son puntos en fase líquida-gaseosa. Actualmente hay diversos ciclos de licuefacción disponibles en el mercado. Dependiendo de la capacidad de licuefacción que se desee instalar se puede elegir entre una gran variedad de procesos.

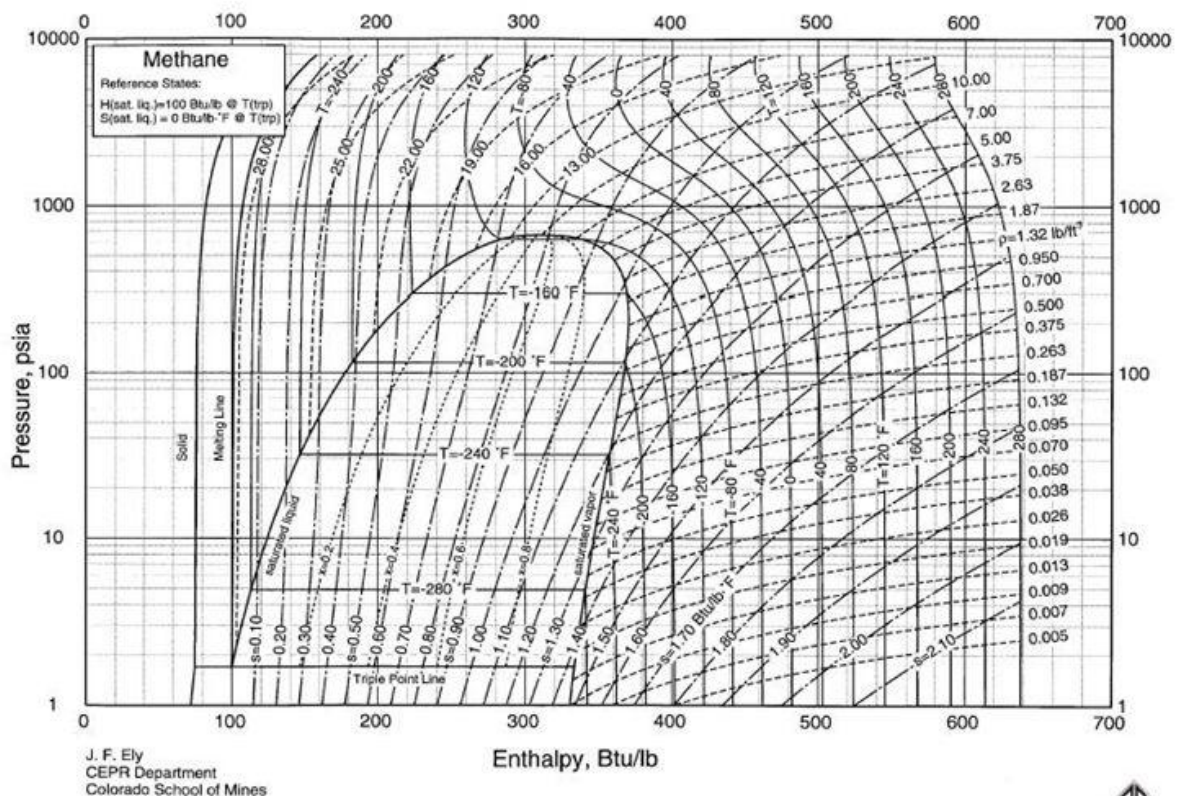


Diagrama 18.- Diagrama Entalpía - Presión del Metano

J. Ely. Colorado School of Mines - CEPR Department. (2001).



1.3. CICLOS DE REFRIGERACION MÁS COMUNES EN EL MUNDO DEL GNL.

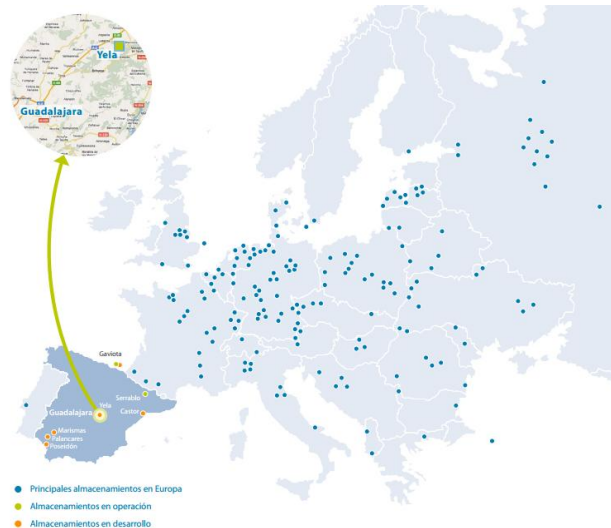
Los diversos ciclos de licuefacción disponibles en el mercado son:

- Licuefacción MR-PR (APCI y APX)
- Licuefacción por Cascada Optimizada ConocoPhillips
- PRICO
- Nitrógeno
- Proceso Linde para Licuefacción de GNL

TÍTULO 3.- EL ALMACENAJE DEL GAS NATURAL

1. ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL

Existen 627 almacenamientos subterráneos de gas natural en el mundo, 81 de los cuales son acuíferos salados profundos, incluido uno bajo el casco urbano de Berlín. El primero data de 1915.



España importa prácticamente la totalidad del gas natural que consume y su capacidad de almacenamiento es escasa, aproximadamente el 10% de la de otros países

Europeos de nuestro entorno. Es necesario disponer de nuevos almacenamientos para el futuro.

Ilustración 9.- Almacenamientos subterráneos de gas natural en Europa

Enagas (2015)

<http://www.enagas.es/stfls/EnagasImport/Fic>

heros/425/1012/Folleto%20Yela%20-%20Castellano.pdf

El gas natural es almacenado a más de 1.000 metros de profundidad en un acuífero salino o en yacimientos agotados de gas o petróleo. El gas inyectado desplaza el agua que rellena los poros de la roca almacén, que está sellada por una capa superior de roca impermeable.

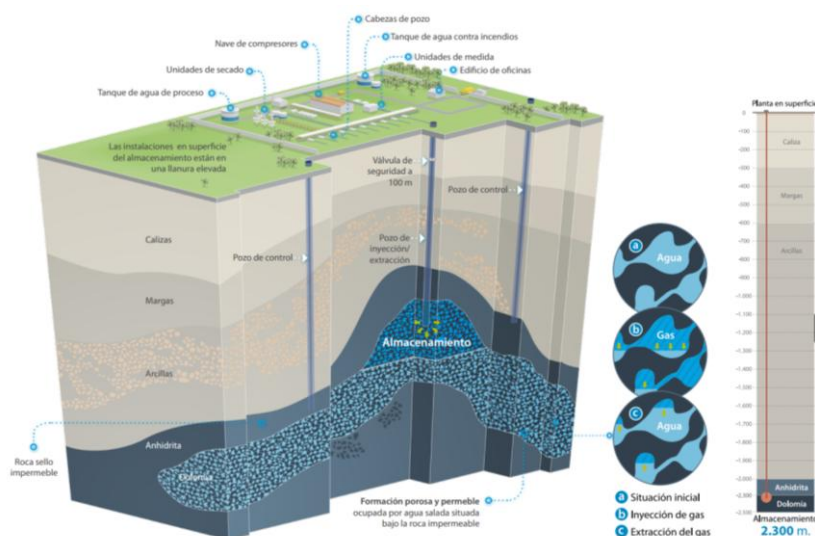


Ilustración 10.- Almacenamiento en un acuífero natural de agua salada en roca porosa

2. ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Los terminales tienen tanques para almacenar el Gas Natural Licuado (GNL) proveniente de los barcos, antes de ser sometido al proceso de regasificación. Esta reserva es la que permite ofrecer seguridad en el suministro. Su diseño, de "contención total", consiste en un tanque de acero niquelado (para resistir las temperaturas criogénicas) dentro de otro, cubierto exteriormente por hormigón.

Los Tanques principales están contruidos sobre aisladores sísmicos, que los hacen resistentes a sismos de gran magnitud y tienen un sistema de monitoreo y alarmas que son controlados desde la sala de control.

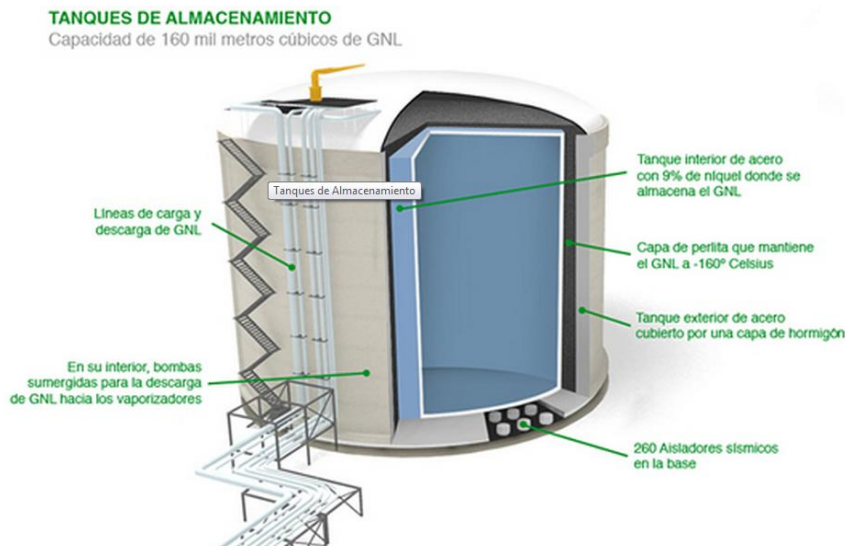


Ilustración 11.- Tanque de almacenamiento de Quintero (Chile)

GNL Quintero (2015) <http://www.gnlquintero.com/terminal/infraestructura/tanques.htm>

TÍTULO 4.- LA DISTRIBUCIÓN HASTA EL USUARIO

Una vez que el gas ha sido regasificado, o bien ha finalizado su recorrido a través de la red principal de gasoductos, es inyectado o derivado a las redes de distribución locales, para que llegue hasta los puntos donde se aprovechará su energía calorífica.

La red de distribución consiste en un conjunto de tuberías interconectadas por donde el gas circula a presión.

No todas las conducciones tienen el mismo diámetro, sino que, a medida que se acercan al usuario, éste se hace más pequeño. Entonces, a medida que el gas cambia de una tubería principal a una secundaria, la presión a la que avanza se reduce, a fin de adaptarse a las características de la nueva conducción, proceso que realizan las cámaras de regulación, un conjunto de aparatos (filtros, reguladores, contadores, manómetros) instalados en la superficie o en cámaras subterráneas.

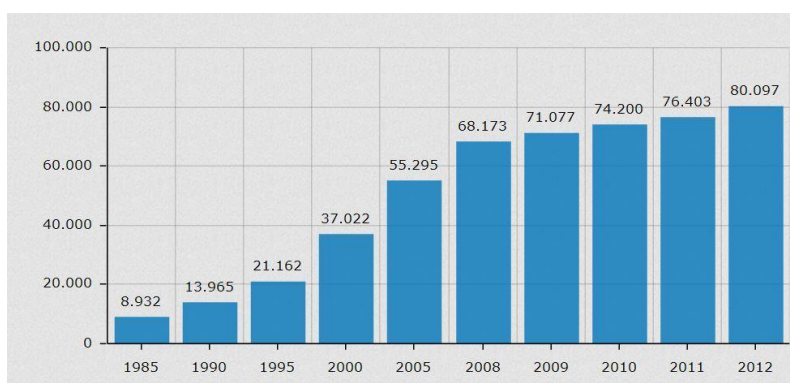
El suministro de gas natural al usuario se puede hacer a baja, media o alta presión. En los dos últimos casos, que se emplea para aplicaciones industriales, es necesario instalar una estación de regulación que tiene por objeto medir el gas consumido y adecuar la presión a las necesidades de los diferentes equipos de combustión.

En el caso de las viviendas, el gas natural llega a baja presión, razón por la que no hay que instalar ningún equipo de regulación, sólo el contador.

La cadena energética del gas natural se cierra con su utilización por parte del usuario. De esta manera, después de un viaje de miles de kilómetros de tuberías, el gas llega finalmente a su punto de destino, sin haber experimentado prácticamente alteraciones químicas.

Es el final de un periplo que comenzó en el momento en que fue extraído de su confinamiento milenario.

En España la red de transporte y Distribución ha alcanzado en 2012 los 80.097 Km. Que se reparte en: La red de transporte alcanza 12.815 km y la red de distribución se prolonga a lo largo de 67.282 Km.



Gráfica 10.- Longitud de las redes de transporte y distribución de gas natural en España (km). Sedigas. (2012). <http://www.sedigas.es/informeannual/2012/23d.html>

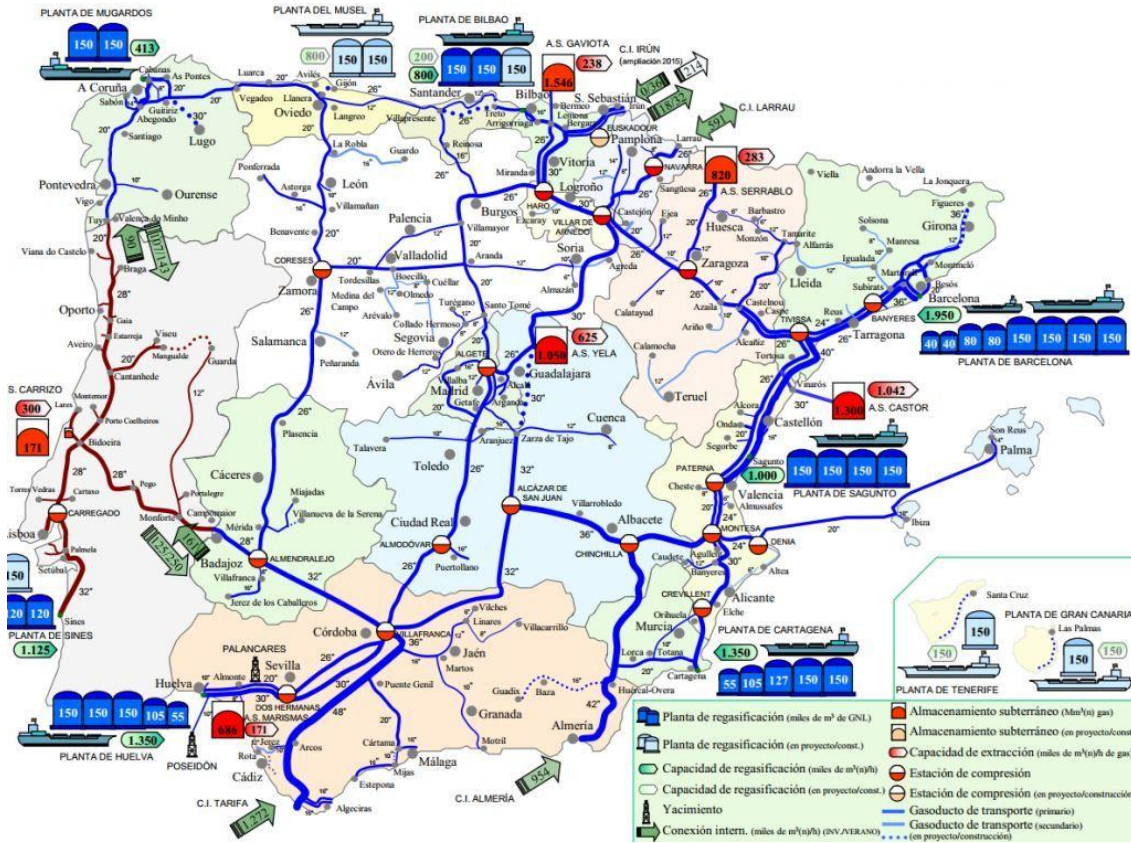


Ilustración 12.- Red Infraestructuras de gas natural España. Enero 2011

CNE. (2011). http://www.cne.es/cne/doc/consumidores/mapa_redgas_14022011.pdf



Ilustración 13.- Red Infraestructuras de gas natural en Europa

CNE. (2011). http://www.cne.es/cne/doc/consumidores/mapa_redgas_14022011.pdf



CAPÍTULO 2.- UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL. ESTADO DEL ARTE

El hombre moderno acepta como natural la continua disponibilidad de petróleo y gas, y los beneficios que de ellos resultan, sin estar al tanto de la complejidad política, económica e histórica de una industria tan particular y diferente de las demás. Ella se caracteriza por ser la mayor industria extractiva, lo que implica la remoción de estos elementos no renovables en amplia escala. Por ser considerada una industria de capital intensivo y de alto riesgo, se requieren importantes y continuas inversiones.

El hombre se ha rodeado en su vida cotidiana de un sinnúmero de objetos: muebles, alfombras, cortinas, cuadros, enseres, artefactos, vestimenta, etc. Durante gran parte de la historia, desde los albores de la humanidad hasta las primeras décadas del siglo XX, estos objetos y prendas habrían sido de piedra, madera, hueso, fibras animales o vegetales (algodón, lino, lana), vidrio o algún metal. De todos ellos, sólo los metales y el vidrio han sido y son productos de la creatividad industrial del hombre, en tanto los demás son provistos por la naturaleza.

En la actualidad, gran parte de los objetos que nos rodean en general son artificiales, y además, tienen un origen común: derivan del gas y del petróleo como materias primas, es decir, son productos petroquímicos.

La petroquímica trajo productos hasta ese momento inexistentes, tales como el polietileno, el polipropileno, fibras sintéticas como el nylon, poliéster; los acrílicos, colorantes, adhesivos, pinturas, fármacos, cosméticos, plásticos para productos médicos, de computación y de mueblería, etc.

La agricultura se beneficia con otros productos derivados del petróleo y del gas, principalmente fertilizantes nitrogenados (como la urea) y componentes de herbicidas e insecticidas.

Pero el mayor aprovechamiento de los hidrocarburos es el de ser quemados para generar energía. El Gas natural también se usa como combustible para generar electricidad.

El uso como materias primas antes descrito posiblemente sólo requiera el 5% de la producción, mientras el restante 95% se destina a combustibles: motonaftas, gasoil, fuel oil, etc.



Deben mencionarse otros dos importantes derivados del petróleo: los lubricantes líquidos y sólidos (grasas) y el asfalto, componente básico para la pavimentación de caminos.

En el mundo, el petróleo, el gas natural y sus derivados, en estado gaseoso o líquido, contribuyen con el 55% de la energía utilizada en transporte, industrias, comercios y establecimientos residenciales; en la Argentina ese porcentaje es aún mayor.

Las otras importantes fuentes de energía hoy en uso son la nuclear, el hidrocarburo sólido (carbón), y la energía hidráulica, que suele clasificarse como “renovable”.

Otras fuentes renovables de energía, como la biomasa, la eólica y la solar, aún son de aplicación comercial más o menos restringida. Sin embargo, con el tiempo las fuentes renovables deberán ir gradualmente reemplazando a los hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos como generadores de energía y éstos quedarán por un tiempo como irremplazables para su utilización como materias primas.

“Reducción de Pico” es la manera como las compañías de electricidad y gas almacenan gas para suplir el mercado durante los picos de la demanda que no pueden ser suplidos por el gas que circula en los gasoductos. Esto puede ocurrir durante el invierno cuando frentes fríos se desplazan y es necesario el uso de la calefacción o cuando más gas natural es requerido para generar energía eléctrica para el aire acondicionado durante los meses de verano.

Las compañías de Utilitys licuan el gas de tubería cuando este es abundante y disponible a precios bajos, o compran el GNL en terminales de importación suministrados por instalaciones de licuefacción en el extranjero. Cuando la demanda por el gas aumenta, el GNL almacenado se convierte de su estado licuado, otra vez a su estado gaseoso, para complementar el suministro proveniente de los gasoductos.

Hoy en día, el GNL está siendo usado como un combustible de transporte alternativo en el transporte público y en flotas de vehículos manejadas por muchas de las compañías de utilidades locales. El GNL es la forma líquida del gas natural que la gente usa en sus casas para la cocina y la calefacción.

El gas natural representa como un cuarto de toda la energía consumida en los EE.UU. cada año. El uso más común de GNL en los EU es para reducir los picos de demanda.

La implantación de gas natural en una zona determinada trae consigo el desplazamiento de otros combustibles o fuentes de energía. Los combustibles gaseosos en general y el gas natural

en particular, ofrecen la posibilidad de emplear una serie de técnicas de utilización que determinan una mayor eficiencia energética.

SECTOR	COMBUSTIBLE QUE PUEDE SUSTITUIR	APLICACIÓN/PROCESO
Industrial	Carbón Fuel Oil Gas Licuado Keroseno Leña	Fundición de metales Hornos de Fusión Secado Industria del Cemento Industria de alimentos Generación de Vapor Tratamientos Térmicos Temple y recocido de metales Cogeneración Cámaras de combustión Producción petroquímica Sistemas de calefacción Frío industrial
Generación Eléctrica	Carbón Fuel Oil	Centrales Térmicas Cogeneración eléctrica
Comercial	Carbón Gas Ciudad Gas Licuado	Aire Acondicionado Cocción/preparación de alimentos Agua caliente Calefacción central
Residencial	Gas Ciudad Gas Licuado Keroseno Carbón Leña	Cocina Calefacción ACS Aire Acondicionado
Transport	Gasolina Diesel	Butano Taxis Buses

Tabla 2.- Principales usos del gas natural por sector productivo

Ministerio Energía y Minas República de Perú. (2011). Usos y Ventajas del Gas Natural en el Sector Residencial Comercial. [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas(1).pdf)

Competitividad del gas frente a otros combustibles:¹⁶

- GLP.
 - <Precio
 - Inversión baja. Aprovechamiento de equipos

- Gasóleo
 - <Precio
 - Inversión media. Sustitución quemadores

- Fuelóleo
 - >Precio.
 - Inversión alta. Sustitución de quemadores y técnicas avanzadas de utilización del gas.
 - Extracostes:
 - Calentamiento tanque almacenaje.
 - Calentamiento tubería transporte tanque almacenaje- tanque nodriza.
 - Bombeo a nodrizas.
 - Calentamiento nodriza.
 - Calentamiento tubería distribución.
 - Calentamiento previo a quemador.
 - Bombeo a quemador.
 - Pulverización
 - ✚ Vapor (Consumo de agua y energía).
 - ✚ Aire comprimido (Consumo energía eléctrica).
 - ✚ Presión fuel-oil (consumo bombeo).
 - Mano de obra
 - ✚ Descargas.
 - ✚ Limpieza calderas.
 - ✚ Limpieza quemador.
 - ✚ Limpieza e inspección de tanques.
 - ✚ Limpieza de filtros.
 - ✚ Inspección bombas.
 - Aditivos.
 - Financiación stocks.
 - Otros
 - ✚ Fugas de fuel-oil en redes.
 - ✚ Corrosión de chimeneas.
 - ✚ Menor duración de refractarios y hogares.
 - ✚ Imposibilidad de usar fibra cerámica con el fuel-oil.

¹⁶ Rubén Saint-Marc G. 'El gas natural en la Industria'. Fundación gasNaturalFenosa. (9 de mayo 2012). <http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/Santiago%20de%20Compostela%202012%2005%2009/3.%20Ruben%20SaintMarc.pdf>



Unos valores aproximados de los extracostes del fuel oil serían:

Combustible	Equipo	Extracostes sobre el gas natural(%)
Fueloil	Calderas pequeñas	5-15
	Calderas medianas	5-10
	Calderas grandes	2-5
	Secaderos	5-10
	Hornos	3-10
Gasoil	Calderas pequeñas	3-6

Tabla 3.- Tabla Extracostes Fuel Oil Vs Gas Natural.

Ministerio Energía y Minas República de Perú. 'Usos y Ventajas del Gas Natural en el Sector Residencial Comercial' (2011). [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas(1).pdf)

En el ANEXO I, se cataloga en fichas las aplicaciones del gas natural, según sus distintos usos y aplicaciones.

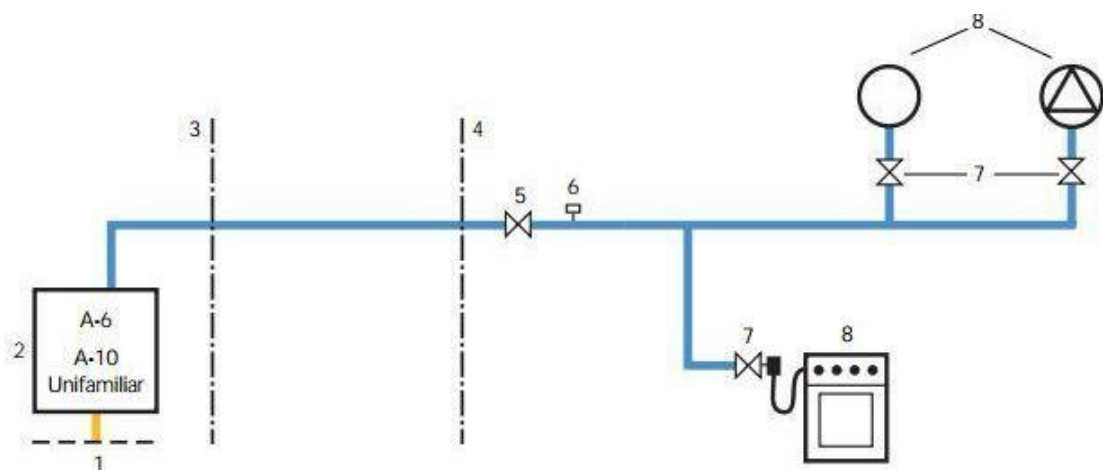
SECCIÓN 1.- USO DOMÉSTICO Y COMERCIAL

TÍTULO 1.- USO DOMÉSTICO


Las aplicaciones en nuestros hogares constituyen los usos del gas natural más comúnmente conocidos. El combustible que puede sustituir es: gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa... Y puede utilizarse en los hogares para cocinar, lavar, secar, obtener agua caliente sanitaria, climatizar y calentar nuestras casas...

Los electrodomésticos se mejoran día a día con el fin de emplear el gas natural de forma más económica y segura.

Las cocinas y hornos están equipados con los dispositivos más modernos: encendido electrónico y válvulas de seguridad que impiden el paso del gas si se apaga la llama. Y los costos de mantenimiento del material que funciona con gas son generalmente inferiores respecto a otras fuentes de energía.

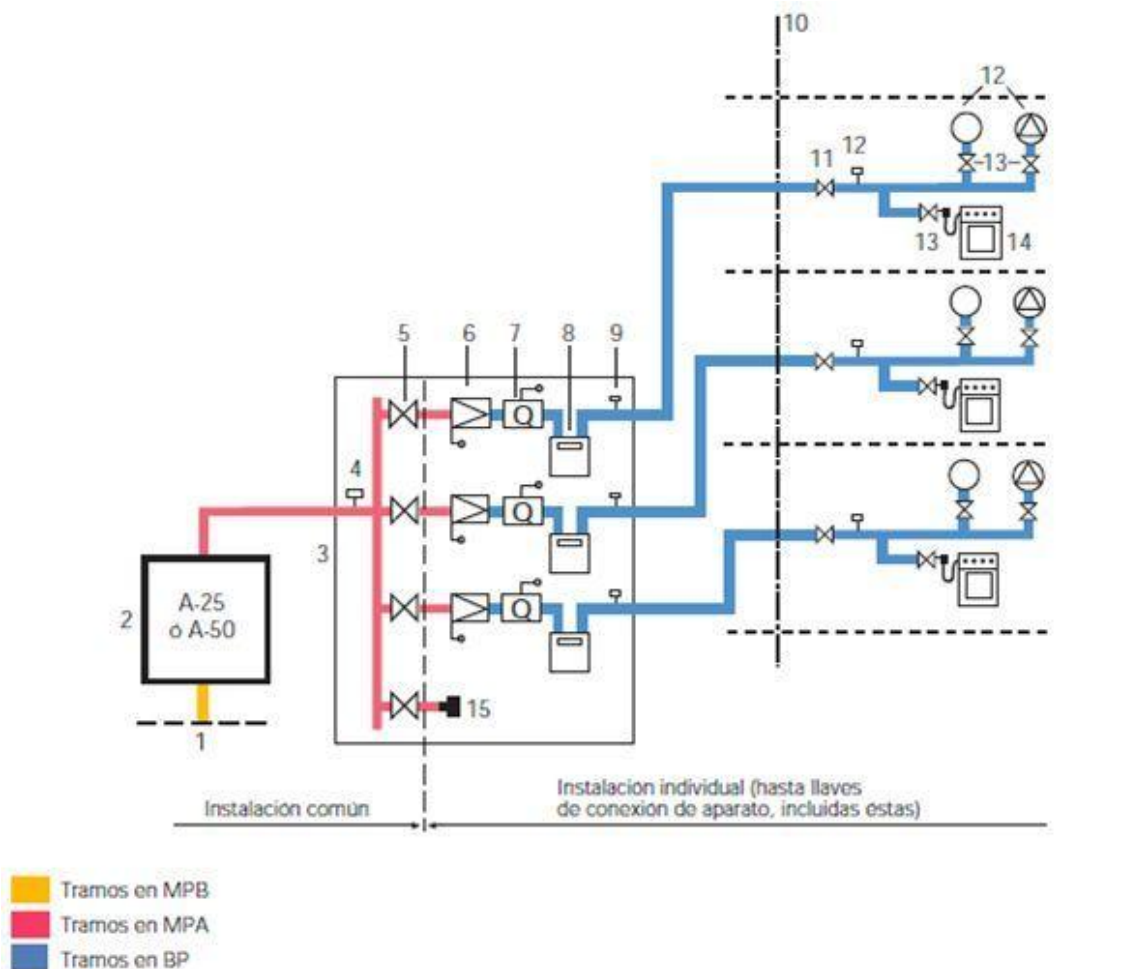


1. Conexión del armario de regulación con el tramo en media presión B (ver 2.1-1).
2. Armario de regulación A-6, o A-10 unifamiliar de modelo aceptado por el Grupo Gas Natural.
3. Límite de la propiedad.
4. Límite de edificio.
5. Llave de vivienda. Puede estar situada en el exterior de la vivienda, pero ha de ser accesible desde el interior de la misma.
6. Toma de presión en vivienda. **La Empresa Suministradora informará sobre la necesidad de su instalación.**
7. Llave de conexión de aparato.
8. Aparato de utilización.


 Tramos en MPB
 Tramos en BP

Esquema 4.- Instalación receptora en viviendas unifamiliares aisladas o adosadas

gasNatural SDG SA. 'Manual Instalaciones Receptoras de gas natural (MIR)'. (1993). <http://prosener.com/Manuales%20Gas%20Natural/Manual%20de%20Instalaciones%20Receptoras.pdf>



1. Conexión del armario de regulación con el tramo en media presión B (ver 2.1-1).
2. Armario de regulación A-25 o A-50 de modelo aceptado por el Grupo Gas Natural.
3. Centralización de contadores.
4. Toma de presión a la entrada de la centralización de contadores.
5. Llave de abonado. Hace las funciones de llave de entrada del contador.
6. Regulador de abonado MPA/BP de modelo aceptado por el Grupo Gas Natural con válvula de seguridad por defecto de presión de rearme automático incorporada.
7. Limitador de caudal insertado en la rosca de entrada del contador.
8. Contador G-4
9. Toma de presión a la salida del contador.
10. Límite de vivienda.
11. Llave de vivienda. Puede estar situada en el exterior de la vivienda, pero ha de ser accesible desde el interior de la misma.
12. Toma de presión en vivienda. **La Empresa Suministradora informará sobre la necesidad de su instalación.**
13. Llave de conexión de aparato.
14. Aparato de utilización.
15. En previsión de nuevas instalaciones individuales donde no se instale el regulador de abonado, se deberá colocar una identificación indeleble que indique que la presión es MPA.

Esquema 5.- Instalación receptora de gas natural en fincas plurifamiliares con contadores centralizados

gasNatural SDG SA. 'Manual Instalaciones Receptoras de gas natural (MIR)'. (1993). <http://nrosener.com/Manuales%20Gas%20Natural/Manual%20de%20Instalaciones%20Receptora>

1. CATEGORÍAS DE GASODOMÉSTICOS

1.1. COCCIÓN

En esta categoría incluimos las encimeras de fogones, encimeras vitrocerámicas a gas, encimeras mixtas, hornos a gas, empotrables o modulares, etc.

1.2. CALENTADORES DE ACS

Un calentador de agua, es un dispositivo termodinámico que utiliza energía para elevar la temperatura del agua. Entre los usos domésticos y comerciales del agua caliente están la limpieza, las duchas, para cocinar o la calefacción. Entre otros combustibles utilizados se encuentran el gas natural. En el caso de las aguas calentadas con energías alternativas o recicladas, se combinan con energías tradicionales.

El calentador de gas se ha revelado como uno de los más exitosos modelos en su género, esto se debe a que al utilizar gas natural como fuente primaria de energía, se obtiene una combustión más segura, limpia y eficiente. Como características técnicas decimos que el calentador de gas se clasifica en BTUs de salida de calor y por eso para elegir el que

compraremos es necesario realizar un cálculo de calor-pérdida; dichos cálculos toman el aislamiento, ventanas y varios otros factores en consideración, el resultado nos dirá cuántos BTUs necesitará el calentador.

Los calentadores de gas de tipo permanentes pueden ser montados en la pared o techo y vienen con toda la estructura necesaria para su instalación; cada fabricante nos especificará en el modelo correspondiente las separaciones que se deben mantener entre el calentador y cualquier superficie o material combustible. Estos equipos también pueden conseguirse en modelos expresados y no ventilados, los primeros emplean una pipa de tubo específica; cabe recordar que el respiradero debe ser llevado hasta el final del exterior del edificio y necesita contar con el casquillo apropiado en la terminación de la tapa.

1.2.1. CALENTADORES DE PASO

También llamados calentadores instantáneos o calentadores de flujo son de reducido tamaño en los modelos eléctricos y algo más grandes en los modelos de gas natural o GLP. Son unidades que están apagadas, sin consumir energía, un sensor de flujo se activa cuando detectan circulación de agua e inician su procedimiento de calentamiento.

Los modelos más avanzados están equipados con controles electrónicos de temperatura y caudalímetros. De esta manera el usuario puede seleccionar la temperatura que desea en grados. El controlador electrónico mide el flujo de agua que está circulando, la temperatura de entrada, y gradúa la potencia que aplicarán las resistencias de calentamiento en el caso de los modelos eléctricos o el tamaño de la llama en los modelos a gas.

1.2.2. CALENTADORES DE ACUMULACIÓN

Estos calentadores son los más económicos de explotación; poseen un tanque donde acumulan el agua y la calientan hasta alcanzar una temperatura seleccionada en su termostato. La capacidad de su depósito es muy variable y va desde los 15 litros hasta modelos de 1000 L. Utilizan como energía gas natural, gas propano (GLP), electricidad, carbón, luz solar, madera o kerosén. Para la selección del tamaño se debe considerar la cantidad de agua caliente que se pueda requerir en determinado momento, la temperatura de entrada del agua y el espacio utilizable.

Tienen la ventaja de suministrar agua caliente a temperatura constante por tantos litros como casi la totalidad de depósito. Además admite que se abran varios grifos a la vez sin que se vea afectada la temperatura del agua que surte lo que no ocurre en los calentadores instantáneos. Su desventaja está en el tamaño de su depósito si está mal elegido, pues si se agotase el agua caliente acumulada puede pasar un rato largo antes de que se recupere la temperatura, lo cual depende también de la energía utilizada.

En el momento de escoger un modelo de acumulador se debe tener en cuenta el tipo y calidad de aislamiento térmico que posee. Si se selecciona un modelo económico puede pagarse ese ahorro después en la cuenta de electricidad o gas, ya que un aislamiento deficiente permite que se escape el calor del agua al ambiente, obligando al calentador a gastar más energía para volver a recuperar la temperatura.

1.3. ACS-CALEFACCIÓN

Las calderas son sin duda, los sistemas más eficientes para calentar y proveer agua caliente, manteniendo una temperatura constante sin importar el uso. Un sistema de caldera bien equilibrado puede proveer agua caliente para calefacción y para uso directo simultáneamente. Las calderas proveen vapor para usos comerciales e industriales de manera segura y eficiente.

Existen varios tipos de calderas pero en su concepto básico son envases de metal (cobre, acero inoxidable o hierro colado) por donde circula el agua. Este envase es atravesado por barras calientes. El combustible para calentar estas barras puede ser gas, combustible fósil, madera, fisión nuclear o incluso resistencias calentadoras si es eléctrico. El agua circula, en algunos casos por medio de una bomba de agua a través de tuberías que recorren los lugares donde se requiera el agua caliente o vapor. El agua no utilizada regresa a la caldera para reiniciar el ciclo. Un sistema de nivel mide el faltante de agua y la agrega en caso de ser necesario.

Las calderas de gas para uso individual son un producto destinado a las instalaciones domésticas de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS). Su funcionamiento es sencillo: las calderas queman el gas y aportan el calor así generado al agua que circula por su interior, la cual se distribuye a los radiadores para calefacción o como agua caliente para uso sanitario.

Son calderas murales que incorporan todos los elementos necesarios para su funcionamiento y que suelen clasificarse, según el servicio ofrecido, en:

- Calderas de calefacción.
- Calderas mixtas, de calefacción y producción instantánea de ACS (las más utilizadas). Este último servicio tiene siempre prioridad sobre el de calefacción, de forma que dedican toda su potencia para la preparación del agua caliente.
- Calderas mixtas, de calefacción y producción de ACS por acumulación. Tienen la misma aplicación que las anteriores, pero al disponer de un

depósito de agua caliente permiten una mayor simultaneidad en la utilización de este servicio.

Estos equipos son compactos para facilitar su instalación en el interior de las viviendas e incorporan los aparatos de seguridad y regulación, la bomba de circulación, el vaso de expansión y, en algunos casos, un pequeño depósito acumulador de ACS.

Ventajas:

- Gama de producto amplia, en marcas y modelos, que facilita la elección.
- Independencia de uso y consumo de energía, en relación con las instalaciones centrales.
- Posibilidad de adaptación a distintos tipos de gases combustibles, fundamentalmente gas natural y propano.
- Sencillez de mantenimiento.

Limitaciones:

- Con calderas mixtas que producen instantáneamente el ACS, en general sólo es posible utilizar un punto de consumo de agua caliente, ya que al usar más grifos el caudal disponible se reparte entre ellos.
- En viviendas de nueva construcción e instalación interior, precisan chimeneas para la evacuación de los gases de combustión, que restan superficie útil y que deben tenerse en cuenta al diseñar el edificio.
- En calefacción de edificios de viviendas, pueden producirse situaciones de falta de confort o incrementos de consumo debidos a los distintos niveles de utilización en



cada vivienda. No obstante, este efecto se produce en todas las instalaciones individuales, en comparación con las centralizadas.

Además del tipo de servicio, hay una clasificación de las calderas de gas basada en la naturaleza del circuito de combustión. Según este criterio:

1.4. CALDERA ABIERTA DE TIRO NATURAL O ATMOSFÉRICA

Toma el aire necesario para la combustión del propio local donde está instalada y expulsa los gases al exterior por un tubo de evacuación que aprovecha el efecto chimenea (tiro natural). Por motivos de seguridad, es muy importante garantizar el tiro de la chimenea para evitar el retroceso de los humos hacia la propia caldera y al interior de la vivienda.

En estas calderas, según sea el sistema de encendido, hay dos tipos de modelos.

- Con llama piloto: la llama principal -la del quemador- se enciende gracias a una llama piloto que permanece encendida mientras está conectada la caldera, a la espera de ser utilizada. Aunque la potencia de esta llama es pequeña, del orden de 150 W, por comodidad del usuario está muchas horas encendida y supone un gasto de energía apreciable.
- Sin llama piloto: la llama principal se enciende directamente.

1.4.1. CALDERA ABIERTA DE TIRO FORZADO

La combustión se realiza también con el aire del local donde está instalada, pero, a diferencia de las anteriores, los gases se expulsan por medio de un ventilador (tiro forzado) y se conducen al exterior por un conducto específico.

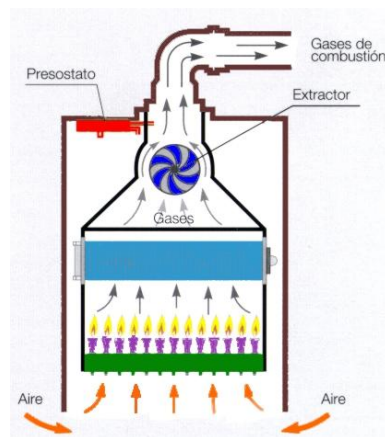


Ilustración 14.- Calentador de Tiro Forzado

1.4.2. CALDERA ESTANCA

Se diferencia por el tipo de circuito de combustión (que comprende la entrada de aire, el hogar y la salida de productos de la combustión) no tiene comunicación alguna con la atmósfera del local en que se encuentra instalada, ya que este tipo de caldera adquiere el aire por una chimenea "especial" con dos conductos concéntricos, uno de admisión de aire y otro de expulsión, además la combustión se produce dentro de un cajón estanco y hermético que las hace por eso el tipo de caldera más segura del mercado.

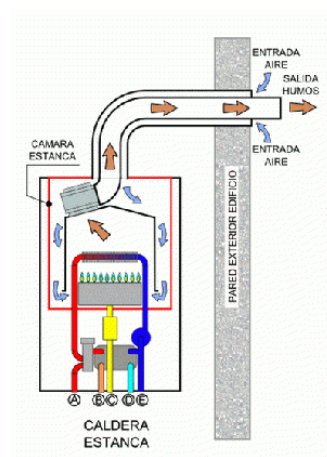


Ilustración 15.- Caldera Estanca

Este tipo de calderas son algo más lentas debido a los sistemas de seguridad que efectúan un pre barrido de la cámara de combustión, antes de funcionar, aunque resuelto en los últimos modelos de caldera con sistemas de micro acumulación.

Este tipo de chimeneas han de instalarse individualmente ya que sus características de admisión y expulsión forzada las inhabilitan para su instalación comunitaria.

1.4.3. CALDERAS DE CONDENSACIÓN

Las calderas de condensación son calderas de alto rendimiento (110% PCI) basado en el aprovechamiento del calor de condensación de los humos de la combustión. Esta tecnología aprovecha el vapor de agua que se produce en los gases de combustión y lo devuelve en estado líquido.

Con una caldera clásica de tipo atmosférico, una parte no despreciable del calor latente es evacuada por los humos, lo que implica una temperatura muy elevada de los productos de combustión del orden de 150°C.

La utilización de una caldera de condensación permite recuperar una parte muy grande de ese calor latente y esta recuperación de la energía reduce considerablemente la temperatura de los gases de combustión para devolverle valores del orden de 65°C limitando así las emisiones de gas contaminantes.

En comparación con las calderas convencionales, gracias a esta tecnología se consigue un ahorro de hasta el 30% en el consumo de energía y se reducen, hasta en un 70%, las emisiones de óxido de nitrógeno (NOx) y dióxido de carbono (CO₂).¹⁷

El Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, RITE, aprobado desde el pasado 1 de marzo de 2008 fomenta la instalación de calderas eficientes, es decir, que reduzcan la emisión de contaminantes. Entre este tipo de calderas se encuentran las calderas de condensación, aunque también las de baja emisión NO.

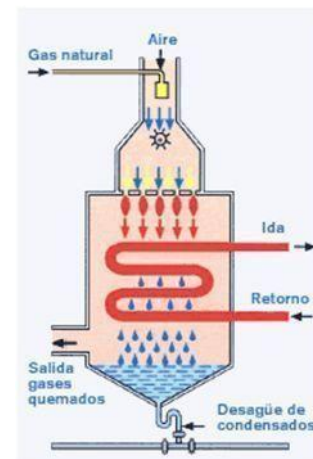


Ilustración 16.- Principio caldera Condensación

Yunkers (2015)

http://www.junkers.es/usuario_final/productos/explicacion_tecnologias/condensing/condensacion

¹⁷ Fundación de Energía de la Comunidad de Madrid. 'Condensación para ti, futuro para tus hijos'. (2009). <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Comic-calderas-condensacion-fenercom-2009.pdf>

El proceso de condensación es un cambio de fase de una sustancia del estado gaseoso (vapor) al estado líquido. Este cambio de fase genera una cierta cantidad de energía llamada "calor latente". El paso de gas a líquido depende, entre otros factores, de la presión y de la temperatura. La condensación, a una temperatura dada, conlleva una liberación de energía, así el estado líquido es más favorable desde el punto de vista energético.

La caldera de condensación debe su denominación al hecho de que, para producir el calor, utiliza no sólo el poder calorífico inferior PCI de un combustible sino también su poder calorífico superior PCS. Para todos los cálculos de rendimiento, las normas europeas retuvieron como hace referencia el PCI. Utilizando el PCI para describir una caldera de gas de condensación, conseguimos rendimientos superiores a 100, gracias a la restitución del calor latente que representa el 11 %.

Este método representa el medio de comparación entre las calderas clásicas y las calderas de condensación. Con relación a las calderas modernas a temperatura baja, es posible obtener rendimientos superiores del 15 %. Con relación a las instalaciones antiguas, los ahorros de energía pueden alcanzar el 40 %. Si se compara la utilización de energía de las calderas con temperatura baja con la de las calderas gas a condensación, obtenemos el balance que sigue en calidad de ejemplo:

Calor por condensación (calor latente)

Con gas natural, la parte de calor por condensación es el de 11% con relación al PCI. Este valor queda inutilizado sobre las calderas a baja temperatura. La caldera de gas por condensación permite la utilización continua de este potencial de calor, gracias a la condensación del vapor de agua.

Pérdidas por los vapores (calor sensible)

De las calderas a baja temperatura sale vapor a temperaturas relativamente elevadas entre 150 y 180°C, produciéndose así una pérdida de calor de alrededor del 6 al 7 %.

La disminución importante de la temperatura del vapor sobre las calderas de condensación a gas (temperaturas que pueden descender hasta 30º) permite la utilización de la parte de calor sensible del gas de combustión y reduce de manera importante las pérdidas por vapor.



Diagrama 19.- Calderas Condensación

Calor y Frío. Calderas de Condensación. (2008).

<http://www.caloryfrio.com/calderas/calderas-de-condensacion.html>

Zona	Con clima continental					
Tipo de habitación	Casa					
Superficie en m ²	160		118,9		107,5	
Temp. mín. ext. en °C	-15		-15		-15	
Temp. interiors en °C	20		20		20	
Consumo en KWh/ año	25.692		19.093		17.222	
Rendimiento caldera clásica	90% sobre el PCI	81% sobre el PCI	90% sobre el PCI	81% sobre el PCI	90% sobre el PCI	81% sobre el PCI
Rendimiento caldera de condensación	109% sobre el PCI	98% sobre el PCI	109% sobre el PCI	98% sobre el PCI	109% sobre el PCI	98% sobre el PCI
Consumo en KWh/ año por caldera clásica	31.719		23.571		21.6721	
Consumo en KWh/ año por caldera de condensación	26.217		19.482		17.573	
Diferencia	5.502		4.089		3.688	
Diferencia en %	17,35 %					

Tabla 4.- Rendimientos calderas Condensación y consumo

Calor y Frío. Calderas de Condensación. (2008).

<http://www.caloryfrio.com/calderas/calderas-de-condensacion.html>

Las calderas de condensación pueden ser de distintos tipo según contengan el sistema de enfriamiento de los productos de combustión (el condensador) integrado en la caldera o separado de ella.

Con el fin de explotar el calor latente del vapor de agua contenido en los gases de combustión, estos últimos deben ser enfriados hasta una temperatura por debajo del punto de rocío. El aumento de la superficie de intercambio permite enfriar bastante los productos de combustión, permitiendo así la recuperación de dicho calor latente.

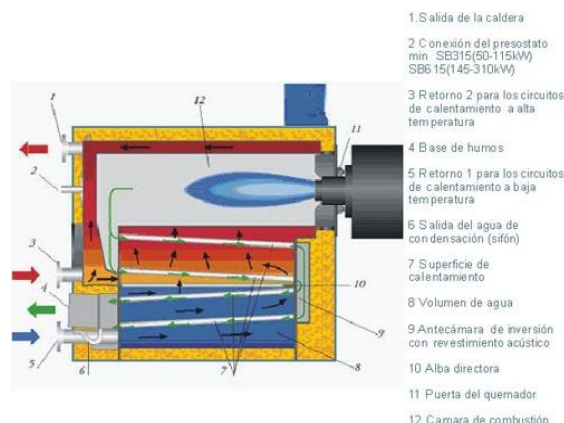


Ilustración 17.- Caldera de Condensación.

Calor y Frío. Calderas de Condensación. (2008).

<http://www.caloryfrio.com/calderas/calderas-de-condensacion.html>

2.5. CALEFACCIÓN

En función de la forma de transmisión del calor, se utiliza la convección y la radiación, bien con la utilización de radiadores de agua caliente, estufas a gas, chimeneas a gas o suelo radiante.

2.6. SOLAR TÉRMICA

Entre los posibles aprovechamientos de la energía solar directa se pueden destacar los usos térmicos y entre ellos la energía solar térmica a baja temperatura. Se trata de aprovechar la energía del Sol mediante captadores solares térmicos para la producción de agua caliente sanitaria (baño, cocina, calefacción, refrigeración, piscina, etc.).

Los sistemas de captación solar no siempre pueden garantizar el 100% del servicio requerido, especialmente cuando hay baja radiación solar, es por esto que el sistema solar térmico necesita combinarse con sistemas térmicos convencionales.

El principio de funcionamiento de una instalación solar térmica a baja temperatura se basa en la captación de la energía solar mediante un conjunto de captadores y su transferencia a un sistema de almacenamiento, que abastece el consumo. Si el agua ya calentada no ha alcanzado suficiente temperatura se utiliza como apoyo una caldera de gas natural que la deja apta para su uso.

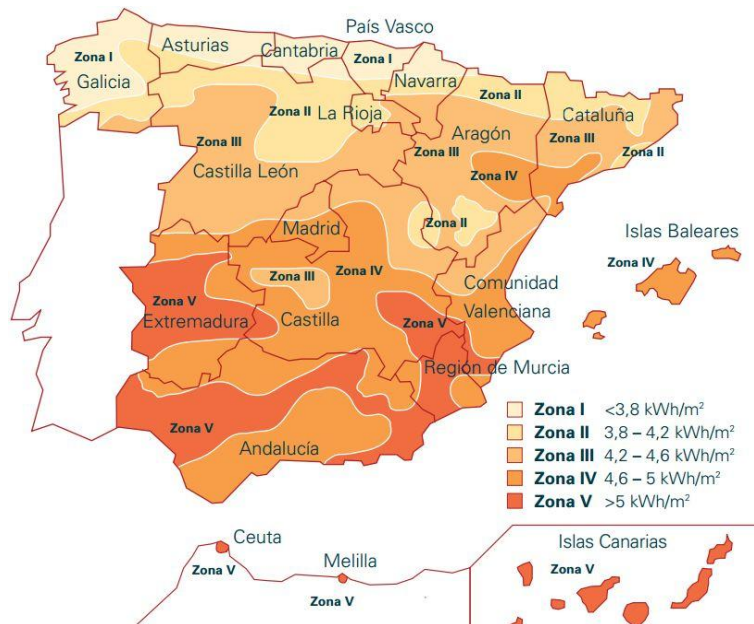
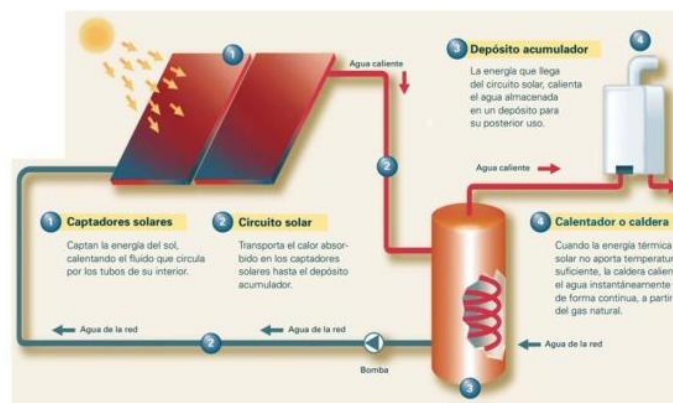


Ilustración 18.- Irradiación solar media diaria por zonas en España
Fundación gasNatural. 'Energía Solar térmica y gasnatural en edificios'. (2011).
http://www.aytojaen.es/portal/RecursosWeb/DOCUMENTOS/1/0_1152_1.pdf



Esquema 6.- Energía Solar Térmica combinada con gas natural en edificios.

Fundación gasNatural. 'Energía Solar térmica y gasnatural en edificios'. (2011).
http://www.aytojaen.es/portal/RecursosWeb/DOCUMENTOS/1/0_1152_1.pdf



2.7. EXTERIORES

Existen Barbacoas, Calienta patios, Aros Paellers, etc. para su uso al aire libre.

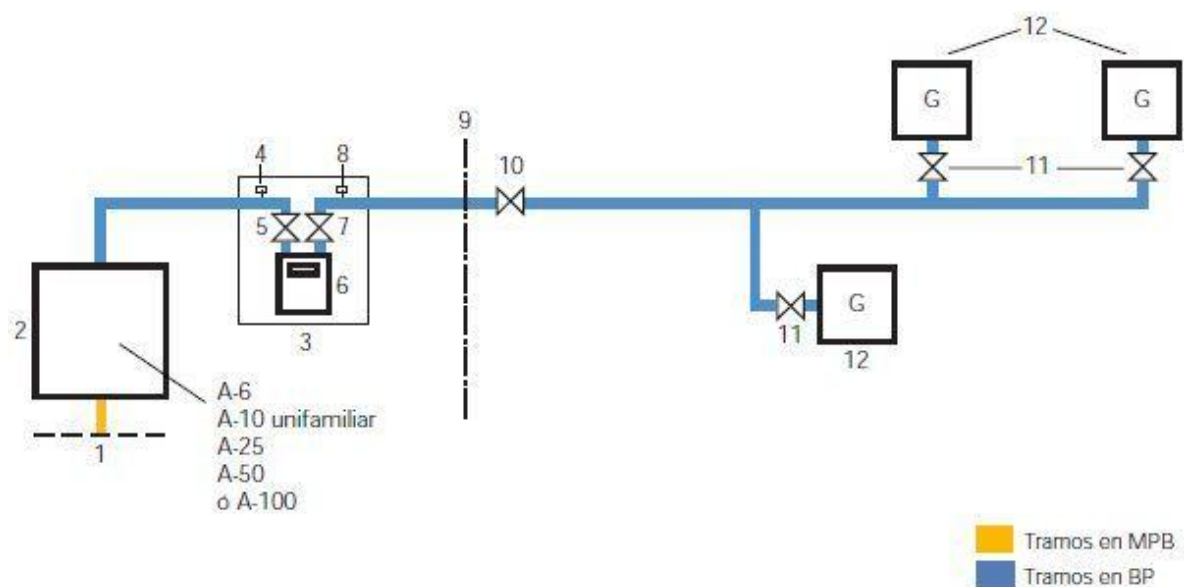
2.8. LINEA BLANCA

Aunque no están muy extendidas, existen lavadoras, secadoras y frigoríficos a gas natural.

TÍTULO 2.- USO COMERCIAL

Se utiliza para climatización (frío y calor); sistema de calefacción; agua caliente sanitaria; cocción/preparación de alimentos, como combustible en restaurantes, panaderías, lavanderías, hospitales y demás usuarios colectivos para cocción de alimentos (Asadores, planchas...).

El combustible al que puede sustituir: gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa.



1. Conexión del armario de regulación con el tramo en media presión B (ver 2.1-1).
2. Armario de regulación A-6, A-10 unifamiliar, A-25, A-50 o A-100 de modelo aceptado por el Grupo Gas Natural.
3. Armario del contador. El armario del contador se ubicará en el exterior y si ello no es posible, podrá ubicarse en el interior del local privado con la autorización de la Empresa Suministradora. En los armarios de regulación A-6 y A-10 unifamiliar, el contador se encuentra integrado en los mismos.
4. Toma de presión a la entrada del contador. Solo si el conjunto de regulación y el contador no están situados en el mismo armario.
5. Llave de entrada del contador.
6. Contador.
7. Llave de salida del contador (obligatoria a partir de G-16, incluido)
8. Toma de presión a la salida del contador.
9. Limite de local privado.
10. Llave de local privado. Puede estar situada en el exterior del local privado, pero ha de ser accesible desde el interior del mismo.
11. Llave de conexión de aparato.
12. Aparato de utilización.

Esquema 7.- Instalaciones receptoras en locales destinados a usos colectivos o comerciales

gasNatural SDG SA. 'Manual Instalaciones Receptoras de gas natural (MIR).' (1993). <http://prosener.com/Manuales%20Gas%20Natural/Manual%20de%20Instalaciones%20Receptoras.pdf>

TÍTULO 3.- HIBRIDACIÓN DE LA GEOTERMIA CON GAS NATURAL

La energía geotérmica es la energía almacenada en forma de calor bajo la superficie del terreno que puede ser aprovechada de manera técnica y económicamente viable por el ser humano. A mayor profundidad, mayor temperatura, pero es en las capas más superficiales donde existen mayores posibilidades de aprovechamiento del calor a costes asumibles. Así, en función de la temperatura del recurso geotérmico, existen distintas posibilidades de uso:

Recurso geotérmico	Temperatura (°C)	Usos potenciales
Muy baja temperatura	Menos de 30° C	Climatización con bomba de calor geotérmica
Baja temperatura	Entre 30 °C y 100 °C	Uso térmico directo en procesos industriales y climatización
Media temperatura	Entre 100 °C y 150 °C	Generación eléctrica en ciclos binarios y uso térmico directo en procesos industriales y climatización
Alta temperatura	Más de 150 °C	Generación eléctrica

Tabla 5.- Usos potenciales energía geotérmica

Fundación gasNatural Fenosa. 'La Energía Geotérmica'. (Diciembre 2011). http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Publicaciones/Fichas%20Pedag%C3%B3gicas/1_Ficha_energia_geotermica.pdf

Casi tres cuartas partes (un 64%) del uso de la energía geotérmica en el mundo en el año 2005 se concentraba en la bomba de calor geotérmica, un 20% en la obtención de agua caliente y un 16% en calefacción. Estos tres usos requieren niveles de baja o muy baja temperatura.

En España la energía geotérmica está muy poco desarrollada. Hasta hace muy poco sólo tenía aplicación en balnearios y algún invernadero, siempre a niveles de temperatura baja o muy baja. En la zona de Orense hay ejemplos de "hoteles-balnearios" que aprovechan un recurso hidrotermal entre 60-80 °C, además de para los baños, para la producción de agua caliente sanitaria y la calefacción del edificio. El recurso geotérmico de mayor temperatura es el de Montbrío del Camp (Tarragona), de 78 °C, que se aprovecha para calentar invernaderos.



A pesar de ello, los suelos españoles conservan mayor calor a nivel superficial que los del resto de Europa. En España, a partir de una profundidad de unos 10 metros, la temperatura del suelo se mantiene estable durante todo el año. Esta temperatura varía en función de la ubicación, pero en España suele encontrarse sobre los 15 °C. Una buena perspectiva para el

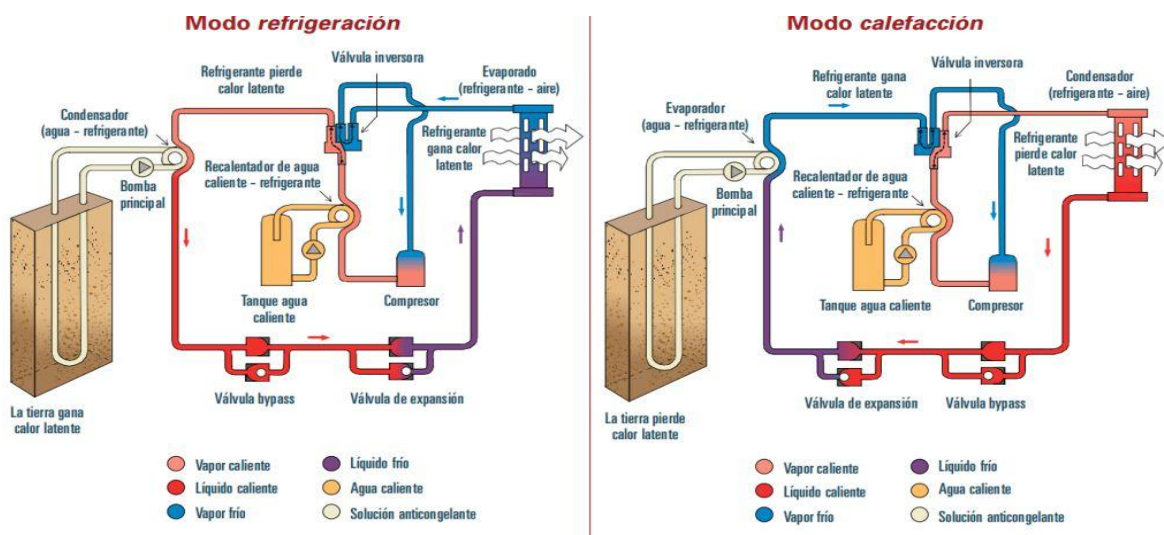
desarrollo de la bomba de calor geotérmica que aprovecha los primeros metros del subsuelo (generalmente, entre 80 - 120 m) para su intercambio térmico con el terreno.

La energía geotérmica permite aprovechar el calor que se acumula en el subsuelo para generar la climatización necesaria para los edificios. A partir de los quince metros de profundidad, la temperatura del subsuelo se mantiene constante a lo largo de todo el año a unos 12 grados de temperatura. Pero esta temperatura aumenta con la profundidad y por cada 20-30 metros sube 1 °C. Esta es la energía que la geotermia aprovecha para la climatización de los edificios, captándola a través de diferentes sistemas de intercambio de calor (o colectores).

La geotermia permite tanto suministrar calefacción y agua caliente sanitaria como refrigeración, a través del proceso inverso, es decir, la transferencia del calor ambiental hacia el subsuelo.

1. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO

Los principales componentes de una bomba de calor son el compresor, la válvula de expansión, el condensador, el evaporador, y válvula inversora (para poder invertir el ciclo y funcionar en modo frío y modo calor). En el evaporador la temperatura del refrigerante (líquido) es más fría que la temperatura de la fuente de calor, de esta manera el calor fluye de la fuente al refrigerante (líquido), propiciando la evaporación del mismo. El refrigerante sale del evaporador en forma de vapor, y se comprime en el compresor elevando la presión y temperatura, para ceder su calor al medio en el condensador. Finalmente, el refrigerante (líquido caliente) a la salida del condensador se expande mediante la válvula de expansión hasta alcanzar la presión y temperatura del evaporador, empezando de nuevo el ciclo.



Esquema 8.- Funcionamiento Bomba de Calor Geotérmica

Fundación gasNatural Fenosa. 'La Energía Geotérmica'. (Diciembre 2011).

http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Publicaciones/Fichas%20Pedag%C3%B3gicas/1_Ficha_energia_geotermica.pdf

El principio de funcionamiento y la elevada eficiencia energética de las bombas de calor geotérmicas a baja temperatura se basa en el aprovechamiento de la estabilidad de temperaturas del subsuelo, de forma que la bomba de calor intercambia calor o frío con el terreno (según el edificio demande calefacción o refrigeración) a través de un conjunto de tuberías plásticas enterradas (colector geotérmico) en el subsuelo por las que circula en circuito cerrado una solución de agua con anticongelante, que es la encargada de transportar el calor desde el terreno hasta la bomba de calor (en modo calefacción) o de transportarlo desde la bomba de calor hasta el terreno (en modo refrigeración).

2. TIPOLOGÍAS

2.1. HORIZONTAL

El intercambiador geotérmico se dispone de manera horizontal, generalmente a profundidades de entre 1,5 y 2 m. Es oportuna para climatizar edificios con una superficie de terreno amplia y suficiente. Una variante es la configuración de la tubería en forma de espiral, lo que permite intercambiar más energía en menos espacio.

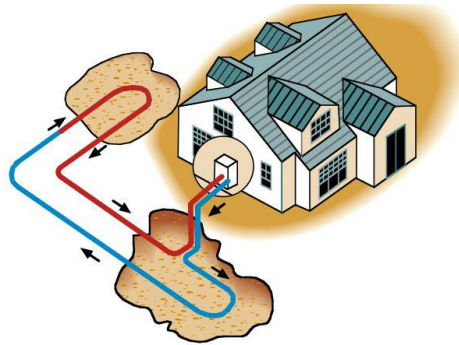


Ilustración 19.- Intercambiador geotérmico en disposición horizontal

Fundación gasNatural Fenosa. 'La Energía Geotérmica'. (Diciembre 2011).

http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Publicaciones/Fichas%20Pedag%C3%B3gicas/1_Ficha_energia_geotermica.pdf

El intercambiador geotérmico se dispone de manera vertical, generalmente a profundidades de entre 80 y 120 m. No requiere de superficies de captación tan grandes como el sistema mediante captación horizontal, pero requiere de una mayor especialización por parte de la empresa instaladora en cuanto a la ejecución del captador geotérmico vertical.

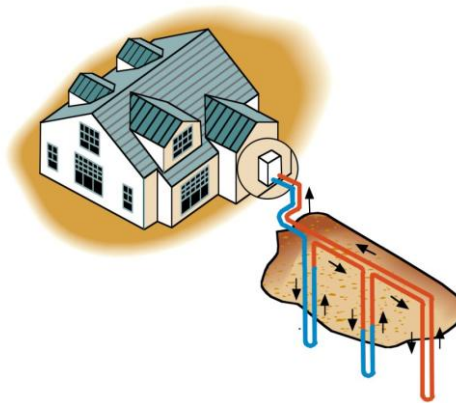


Ilustración 20.-Intercambiador geotérmico en disposición vertical

Fundación gasNatural Fenosa. 'La Energía Geotérmica'. (Diciembre 2011).

http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Publicaciones/Fichas%20Pedag%C3%B3gicas/1_Ficha_energia_geotermica.pdf

2.3. BUCLE ABIERTO

En zonas donde existen aguas subterráneas se puede establecer un simple bucle en torno a ellas, generalmente con un pozo de extracción y un pozo de inyección, aunque podrían ser necesarios un número mayor de pozos. Es la solución más barata, pero requiere de la presencia de cursos de agua subterránea próxima a la instalación.

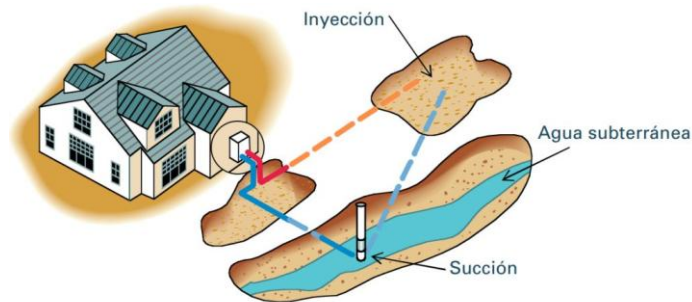


Ilustración 9.- Intercambiador geotérmico de bucle abierto

Fundación gasNatural Fenosa. 'La Energía Geotérmica'. (Diciembre 2011).

http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Publicaciones/Fichas%20Pedag%C3%B3gicas/1_Ficha_energia_geotermica.pdf

3. EXPERIENCIAS

gasNatural Fenosa presentó, el 25 de mayo de 2010, en el marco del II Fórum de la Energía Geotérmica celebrado recientemente en Barcelona, un estudio de evaluación del potencial y posibilidades de esta tecnología eficiente que ha sido realizado por la compañía.

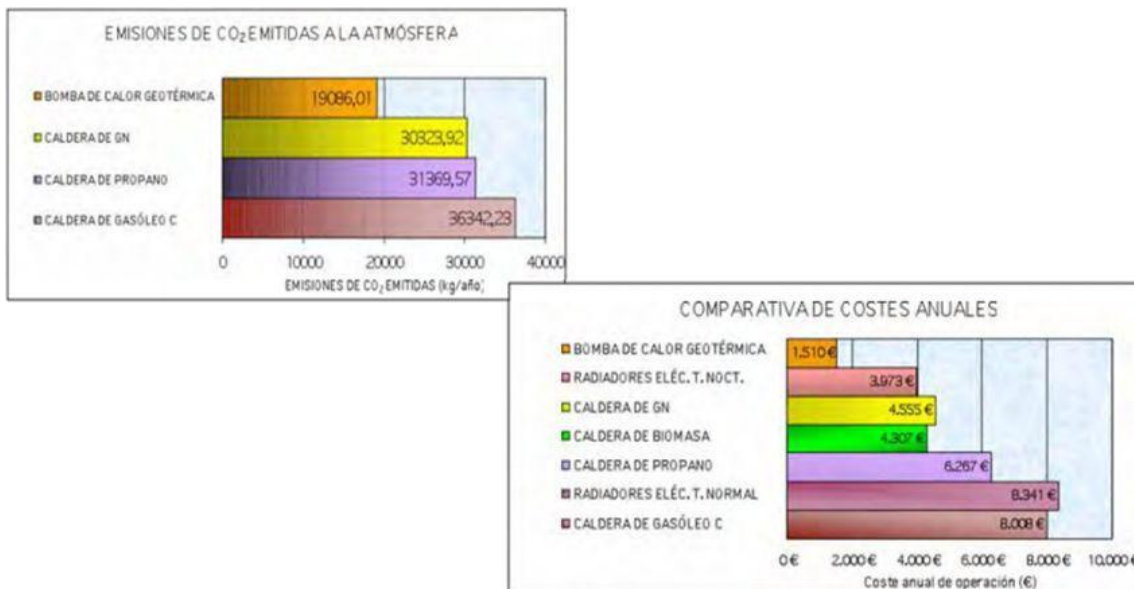
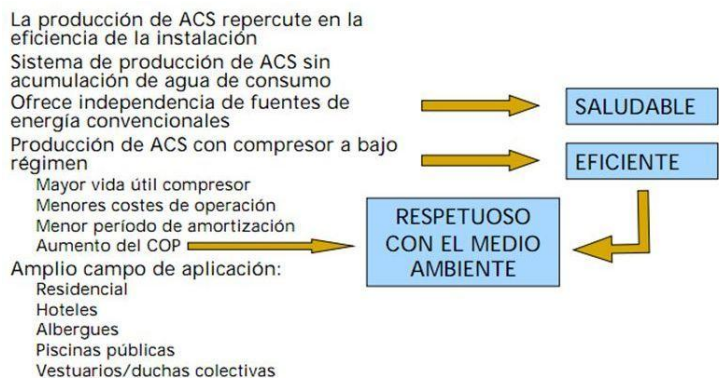
El fórum, impulsado por segunda vez por ESADE como una spin-out en el sector de la geotermia, se desarrolló en Sant Cugat del Vallés con el objetivo de dar a conocer las posibilidades que ofrece la energía geotérmica en el mercado español, con un análisis de reglamentación, de casos prácticos de instalación, del mapa geotérmico en Cataluña y de ejemplos de monitorización y cálculo de perforaciones.

Durante la jornada, la responsable de Innovación y Estudios del Departamento de Desarrollo de Servicios y Eficiencia Energética de gasNatural Fenosa, Alejandra González, presentó el análisis realizado por la compañía sobre las bombas de calor geotérmicas de baja entalpía (aquellas que se utilizan en aplicaciones domésticas y aprovechan el calor que se encuentra a poca profundidad) como sistema de climatización eficiente.

La compañía ha puesto en marcha este estudio con la finalidad de evaluar el potencial y las posibilidades de la tecnología basada en la energía geotérmica en el mercado ibérico, en aplicaciones de agua caliente sanitaria, calefacción y refrigeración.

La primera fase de este estudio se centró en una campaña de mejora de la eficiencia energética realizada entre los empleados de la compañía, que contemplaba entre otras medidas la sustitución de sus calderas eléctricas por una bomba de calor geotérmica.

En la segunda fase, el estudio incluye un proyecto de monitorización de instalaciones, con el objetivo de demostrar el rendimiento y las prestaciones de la bomba de calor geotérmica y su competitividad frente a otras tecnologías. Según los primeros resultados, el ahorro obtenido por este sistema de climatización alcanza el 60% en el consumo eléctrico.



Gráfica 11. - Comparativa Bomba de calor Geotérmica

Portal gasNaturalFenosa. (2011). <http://portal.gasnatural.com/servlet/ContentServer?gnpag=1-10-1¢ralassetname=1-NOT-250510-GEO¢ralassettype=Noticia>

TÍTULO 4.- USO EN CENTROS ASISTENCIALES DE SALUD

Actualmente, debido al alza constante de los precios del petróleo en el ámbito mundial, que afectan a los países importadores como es el caso de nuestro país, se hace necesario buscar alternativas de solución a esta crisis energética, sin afectar la producción de servicios complementarios, soporte de los servicios de salud.

Una alternativa de solución al uso del petróleo como combustible principal es el “Gas Natural”, combustible con mayor proyección de uso, debido a sus ventajas técnicas, económicas y ambientales. Su combustión está mundialmente clasificada como la más limpia entre los combustibles industriales tradicionales.

Los Hospitales, considerados también como Empresas, no deben estar apartados de la tecnología del uso del Gas. La matriz energética de los Centros Asistenciales depende básicamente del Petróleo y Electricidad.

Por otro lado, la utilización de Petróleo Diesel 2 y Residual, presentan 3 impactos negativos importantes, indicados a continuación:

- Impacto Económico: Debido a causas político-económicas a nivel mundial, el precio del petróleo se viene elevando constantemente, lo que viene encareciendo la operación de los equipos térmicos que utilizan Petróleo Diesel y Residual.
- Impacto Técnico: Las actividades de mantenimiento presentan frecuencia diaria, quincenal, mensual y semestral, lo cual hace que el mantenimiento sea relativamente caro.
- Impacto Ambiental: Las emisiones de humos generan contaminación por la presencia de material particulado, Dióxido de sulfuro (SO₂), Óxido de Nitrógeno (NO_x).

El cuadro siguiente muestra los efectos ambientales:

CONTAMINANTE	Efectos sobre	
	Las personas	El ambiente
Material particulado (M.P)	Problemas visuales; Aumento de las afecciones respiratorias, asma, etc.	Daño directo a la vegetación (dificultad fotosíntesis)
Dióxido de Sulfuro (SO ₂)	Altamente nocivo en presencia de humedad	Lluvia ácida
Óxido de Nitrógeno (NOx)	Irritante; potencialmente cancerígeno	Lluvia ácida; efecto invernadero

Tabla 6.- Tabla Efectos Ambientales de los Contaminantes

Gobierno de Perú. 'Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud. Ministerio de Energía y Minas'. EsSalud N° 27. (2008). <http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecno27.pdf>

La alternativa técnica para mitigar los impactos negativos por el uso del petróleo, es la utilización en primera opción del Gas Natural y en una segunda opción del Gas Licuado de Petróleo (GLP). Para ello se requiere el cambio tecnológico de los quemadores de los equipos térmicos de Petróleo a Gas. Este cambio trae ventajas, las mismas que se enuncian a continuación:

1. VENTAJAS AMBIENTALES

El Gas natural es un combustible muy limpio comparado con otros combustibles, lo que facilita el cumplimiento de estrictas normas ambientales. Presenta bajas emisiones de contaminantes.

El siguiente cuadro muestra las emisiones producidas por diversos combustibles, con relación al gas natural:

Combustible	MP	SOx	NOx
Gas Natural	1	1	1
GLP	1,4	23	2
Diesel 2	3,3	1 209	1,5
Residual 5	15	4 470	4
Residual 6	39,4	4 433	4

Fuente: Innergy Soluciones - MINEM

Leyenda:

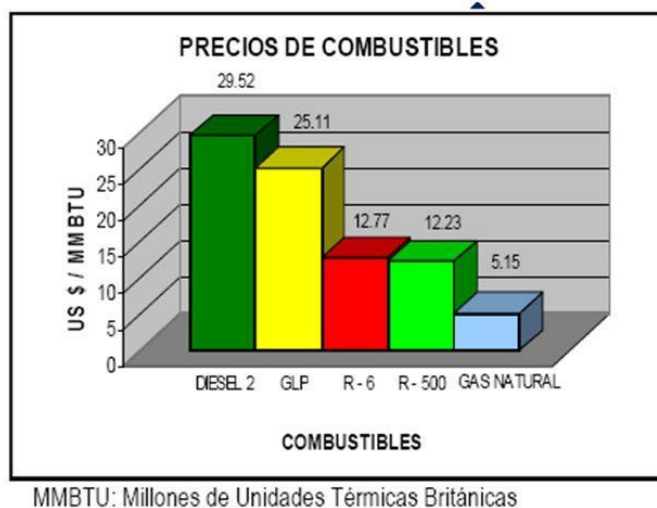
MP : Material Particulado
 SOx : Óxido de Sulfuro
 NOx : Óxido de Nitrógeno

Gobierno de Perú. 'Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud. Ministerio de Energía y Minas'. EsSalud N° 27. (2008). <http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecno27.pdf>

Del cuadro se aprecia que el G.N. es el que tiene menos emisiones.

2. VENTAJAS ECONÓMICAS

A continuación se muestra un gráfico comparativo de precios de combustible por cada MMBTU (millón de BTU) en 2008.



Gráfica 12.- Comparativo precios combustibles en MMBTU, Perú 2008

Gobierno de Perú. 'Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud'. Ministerio de Energía y Minas. EsSalud N° 27. (2008).
<http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecno27.pdf>

Del gráfico anterior, se aprecia que el gas natural es el que presenta menor precio por cada MMBTU de consumo.

El siguiente cuadro muestra el poder calorífico y el precio equivalente de los combustibles por cada MMBTU:

COMBUSTIBLE	PODER CALORÍFICO (BTU/gal)	PRECIO (US\$ / gal)	PRECIO EQUIVALENTE (US \$ / MMBTU)
Residual - 500	151 600	1.85	12.23
Residual - 6	151 200	1.93	12.77
Diesel 2	131 061	3.87	29.52
GLP	95 877	2.41	25.11
Gas Natural	35 310 BTU/m ³	0.18 US\$/m ³	5.15

Fuente: Libro Instituto de Ingeniería Aplicada (IDIA) -2008

Tabla 7.- Poder Calorífico y Costos de Combustible. Perú 2008

Gobierno de Perú. 'Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud. Ministerio de Energía y Minas'. EsSalud N° 27. (2008). <http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecno27.pdf>

3. VENTAJAS TÉCNICAS

3.1. VENTAJAS OPERATIVAS

- El Gas Natural se encuentra disponible en forma continua, no requiere tanques de almacenamiento, disminuyendo los riesgos que ello implica y también los costos financieros.
- No requieren preparación previa a su utilización, es decir, no requiere calentamiento, ni pulverización o bombearlo como ocurre con el petróleo.
- Los equipos y quemadores de gas natural presentan un mantenimiento fácil.
- El rendimiento del gas natural en la combustión es superior al de otros combustibles.
- La regulación automática es simple y de gran precisión.

Estas ventajas representan ahorros para los hospitales.

3.2. VENTAJAS DE MANTENIMIENTO

El cuadro siguiente muestra las ventajas de utilizar Gas Natural respecto a otros combustibles, tomando por ejemplo el petróleo residual:

Mantenimiento Preventivo en el Quemador	Frecuencia	
	Petróleo Residual	Gas Natural
Control de la combustión y eficiencia	Quincenal	Semestral
Limpieza y verificación de Filtros, electrodos, boquillas, platos reflectores, fotoceldas, etc.	Quincenal	Semestral
Verificación de presostatos, programador de llama, de transformador de encendido, etc.	Quincenal	Semestral
Limpieza de chimeneas y ductos de gases	Semestral	Anual

Tabla 8.- Frecuencia Mantenimiento Preventivo en Quemadores

Gobierno de Perú. Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud. Ministerio de Energía y Minas. EsSalud N° 27. (2008). <http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecno27.pdf>

4. EQUIPAMIENTO TÉRMICO

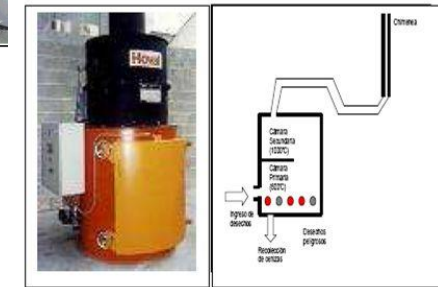
El equipamiento térmico con posibilidades de cambio de quemador está compuesto por:

- Calderas pirotubulares
- Incineradores pirolíticos
- Calentadores pirotubulares de agua.
- Esterilizadoras.
- Lavandería.
- Calentadores de agua.



Ilustración 20.- Caldera pirotubular

Ilustración 21.- Incinerador pirolítico



Una Caldera Pirotubular es un equipo diseñado para transferir calor producido por combustión a un fluido determinado. Y Un Incinerador Pirolítico es un equipo donde se produce una oxidación química y en el cual los residuos son quemados bajo ciertas condiciones controladas para oxidar el carbón e hidrógeno presentes en ellos, destruyendo con ello cualquier material con contenido de carbón, incluyendo los patógenos.

4.1. INNOVACIÓN TECNOLÓGICA

Para la utilización de Gas, es necesario efectuar algunas acciones, tales como:

- Cambio de quemador de petróleo por quemador dual Gas – Petróleo.
- Adquisición de Calderas con quemadores duales Gas – Petróleo.
- Adquisición de Incineradores con quemadores duales Gas - Petróleo.

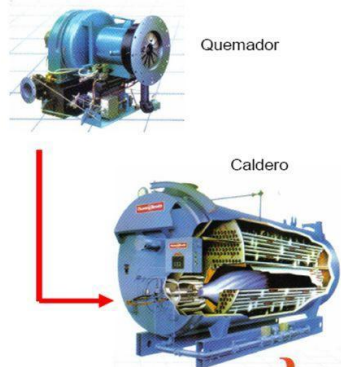


Ilustración 22.- Quemador bifuel y sección caldera pirotubular

Gobierno de Perú. ‘Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud. Ministerio de Energía y Minas’. EsSalud N° 27. (2008). <http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecn27.pdf>

5. EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO

El equipo eléctrico con posibilidades de cambio para uso de gas, es el Termo Eléctrico, el mismo que puede ser cambiada por el Termo a gas.

thermas eléctricas con un estándar capacidad de 50 litros.



Ilustración 23.- Termo a gas

Gobierno de Perú. 'Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud. Ministerio de Energía y Minas'. EsSalud N° 27. (2008). <http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecono27.pdf>

6. INSTALACIÓN TIPO DE GAS ANTURAL PARA UN HOSPITAL

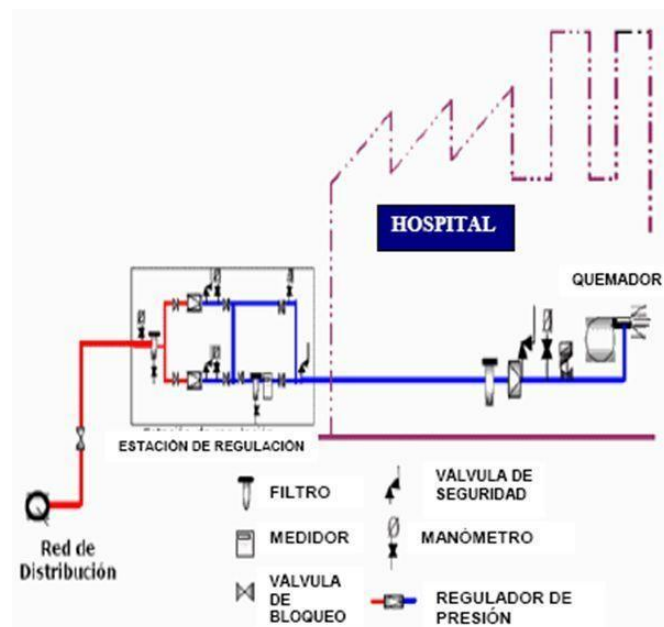


Ilustración 24.- Instalación tipo de gas natural para un Hospital

Gobierno de Perú. 'Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud. Ministerio de Energía y Minas'. EsSalud N° 27. (2008). <http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecono27.pdf>

7. ESTUDIO ECONÓMICO

A continuación se muestra un estudio Económico de Sub Gerencia de Evaluación Tecnológica, Gerencia de Planeamiento y Evaluación de Inversiones, Oficina Central de Planificación y Desarrollo de EsSALUD de Perú:

BOLETIN TECNOLÓGICO: "Uso de la Tecnología del Gas en Centros Asistenciales de EsSalud" N° 27. Año 2008

8. EVALUACIÓN ECONÓMICA
La siguiente evaluación económica se ha realizado a nivel nacional:

8.1 AHORRO POR CAMBIO DE COMBUSTIBLE EN EQUIPOS TÍPICOS
Debido a la diversidad de potencias de los equipos, se han tomado datos representativos a efectos de ilustrar el potencial de ahorro económico.

8.1.1 Caso: Caldero Pirrotubular que utiliza Combustible Diesel 2

A) Cambio a Gas Natural

- Potencia : 100 BHP
- Consumo promedio 2500 Gal/mes
- Combustible : Diesel - 2
- Costo Diesel 2 : 20.52 US\$/MMBTU
- Costo Gas Natural : 5.15 US\$/MMBTU

Descripción	Unid.	1 mes	1 año
Consumidad de energía	MMBTU	327.59	
Gasto consumo Diesel 2	US \$	9,670	116,045
Gasto consumo Gas Natural	US \$	1,697	20,245
Ahoro Acumulado	US \$	7,963	95,800

Ahoro anual por usar Gas Natural en lugar de Diesel 2:
US \$ 95,800.00 (en base a 12 BHP)

B) Cambio a Gas Licuado (GLP)

- Potencia : 100 BHP
- Consumo promedio : 2500 Gal/mes
- Combustible : Diesel - 2
- Costo Diesel 2 : 20.52 US\$/MMBTU
- Costo GLP : 2.511 US\$/MMBTU

Descripción	Unid.	1 mes	1 año
Consumidad de energía	MMBTU	327.59	
Gasto consumo Diesel 2	US \$	9,670	116,045
Gasto consumo Gas GLP	US \$	8,226	98,709
Ahoro Acumulado	US \$	1,444	17,336

Ahoro anual por usar Gas Licuado de Petróleo (GLP) en lugar de Diesel 2:
US \$ 17,336.00 (en base a 12 BHP)

8.1.2 Caso: Caldero Pirrotubular que utiliza Combustible Residual 6

Cambio a Gas Natural:

- Potencia : 500 BHP
- Consumo promedio 24 000 Gal / mes
- Combustible : Residual 6
- Costo Residual : 122.05 US\$/MMBTU
- Costo Gas Natural : 5.15 US\$/MMBTU

Descripción	Unid.	1 mes	1 año
Consumidad de energía	MMBTU	3,629	
Gasto consumo Residual 6	US \$	44,383	532,592
Gasto consumo Gas Natural	US \$	18,689	224,272
Ahoro Acumulado	US \$	25,694	308,320

Ahoro anual por usar Gas Natural en lugar de Residual 6:
US \$ 308,320.00 (en base a 500 BHP)

8.1.3 Caso: Thermo Eléctrica

Cambio por Thermo a Gas.

Características Thermo eléctricas:

- Potencia : 1.5 KW
- Capacidad : 50 Litros
- Tiempo de funcionamiento: 3 horas/día
- Consumo promedio : 135 KW-hr/mes
- Costo Prom. Energía Eléct.: 0.13 \$/KW-h (Incluye IGV)

Características Thermo a gas:

- Capacidad : 50 litros

Descripción	Energético	1 mes	1 año
Costo en US \$ de Thermo Eléctrica	Electricidad	6	72
Costo en US \$ de Thermo a Gas	GLP (%)	3.7	44
	Gas Natural	1.9	22.6
Ahoro Acumulado (US \$)	Gas GLP	2.3	29
	Gas GLN	4.1	49.4

NOTA: Los precios de los combustibles están basados en el mes de Agosto del 2008.

BOLETIN TECNOLÓGICO: "Uso de la Tecnología del Gas en Centros Asistenciales de EsSalud" N° 27. Año 2008

8.2 ANALISIS DE COSTO ANUAL-AHORRO
Los costos de combustible y los ahorros se han estimado en base al consumo real de galones de petróleo Diesel o Residual, que informaron las Redes Asistenciales.

A) CALDEROS CON DIESEL 2

Se ha tomado en cuenta 44 calderos que trabajan con diesel 2. El cuadro adjunto muestra los costos anuales con diferentes combustibles y los ahorros que representan el trabajar con Gas respecto al Diesel.

Combustible	Costo Anual (US \$)	Ahoro Anual (US \$)	% Ahoro Anual
DIESEL 2	2,405,511		
GLP	2,047,001	358,510	15
G.N.	419,835	1,986,676	83

AHORRO DIESEL 2 VS GAS

B) CALDEROS CON PETRÓLEO RESIDUAL

Se ha tomado en cuenta 05 calderos que trabajan con Petróleo Residual. El costo anual trabajando con gas respecto del residual y los ahorros respectivos, se muestra en el cuadro siguiente.

Combustible	Costo Anual (US \$)	Ahoro Anual (US \$)	% Ahoro Anual
Residual	1,371,393		
Gas Natural	463,746	907,646	66%

AHORRO PETRÓLEO RESIDUAL VS GAS

C) INCINERADOR CON DIESEL 2

Se ha tomado en cuenta 43 incineradores que trabajan con petróleo diesel 2. El costo anual trabajando con gas respecto del Diesel 2 y los ahorros respectivos, se muestra en el cuadro siguiente.

Combustible	Costo Anual (US \$)	Ahoro Anual (US \$)	% Ahoro Anual
DIESEL 2	549,702		
GLP	467,659	82,043	15
G.N.	95,916	453,786	83

AHORRO DIESEL 2 VS GAS

D) THERMAS ELÉCTRICAS

Se han tomado en cuenta 250 thermas eléctricas, para su cambio por thermas a gas. El costo anual trabajando con gas respecto de la electricidad y los ahorros respectivos, se muestran en el cuadro siguiente.

Combustible	Costo Anual (US \$)	Ahoro Anual (US \$)	% Ahoro Anual
Eléctricas	15,200		
Gas GLP	9,200	6,000	39
Gas Natural	4,750	10,450	70

AHORRO ELECTRICIDAD VS GAS

Gobierno de Perú. 'Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud. Ministerio de Energía y Minas'. EsSalud N° 27. (2008). <http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecno27.pdf>



BOLETIN TECNOLÓGICO: "Uso de la Tecnología del Gas en Centros Asistenciales de EsSalud"
N° 27- Año 2008

8.3 INVERSIÓN - AHORRO - PERIODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN

El análisis de inversiones y ahorros se ha realizado considerando lo siguiente:

a) Para el caso de la inversión:

- Los cambios técnicos en 50 calderos (44 que trabajan con Diesel 2 y 06 que trabajan con Residual), 43 Incineradores y 05 calentadores a petróleo Diesel 2.
- Así mismo toma en cuenta el costo del proyecto de ingeniería.

Los cambios técnicos se refieren a la instalación de quemadores duales gas-petróleo diesel-2, tuberías, válvulas, dispositivos de seguridad, equipos de medición, entre otros.

Los cambios técnicos se realizan en dos calderos por Centro Asistencial que tengan dichos equipos.

b) Para el caso de los Ahorros:

- El ahorro se ha estimado en base al cambio de combustible de los equipos que utilizan petróleo residual o diesel 2 por gas, en los Centros Asistenciales de las Redes Asistenciales de EsSalud, tomando como referencia sus consumos habituales de petróleo. En el caso de calderos, no se ha tomado en cuenta que caldero ó cuantos calderos trabajan en el mes o año.

ANÁLISIS EN LIMA

8.3.1 HOSPITALES NACIONALES Y IV

Considera el Cambio de Petróleo Residual a Gas Natural en 4 Calderos Y Cambio de Diesel 2 a Gas Natural en 2 Incineradores (Hospitales Nacionales: HNERM Y HNGAI) y Cambio de Petróleo Diesel 2 a Gas Natural en 2 calentadores (Hospital IV ALBERTO SABOGAL)

TIPO DE GAS	INVERSIÓN (US\$)	AHORRO ANUAL (US\$)	TIEMPO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)
GAS NATURAL	381.000	673.747	0,6
GLP	NO ES ECONOMICO PARA HNERM Y HNGAI		

INVERSIÓN - AHORRO ANUAL (US\$)

INVERSIÓN: 381.000, AHORRO ANUAL: 673.747

ANÁLISIS A NIVEL NACIONAL

8.3.2 HOSPITALES NACIONALES Y NIVEL IV

a) Considera Cambio de Petróleo Diesel 2 a Gas en 8 calderos y 4 Incineradores (Hospitales Nacionales: HNAAA, HNCASE y Hospitales IV: HUANCAYO, V. LAZARTE).

No considera a: HNERM, HNGAI, HN Adolfo Guevara Cusco y H. IV A. SABOGAL.

TIPO DE GAS	INVERSIÓN (US\$)	AHORRO ANUAL (US\$)	TIEMPO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)
GAS NATURAL	450.000	1.031.315	0,5
GLP	328.000	304.724	1,1

INVERSIÓN - AHORRO ANUAL (US\$)

INVERSIÓN: 450.000, AHORRO ANUAL: 1.031.315

BOLETIN TECNOLÓGICO: "Uso de la Tecnología del Gas en Centros Asistenciales de EsSalud"
N° 27- Año 2008

b) Considera Cambio de Petróleo RESIDUAL a Gas Natural en 6 calderos y Diesel 2 a Gas natural en 3 incineradores, de los Hospitales Nacionales: HNERM, HNGAI Y HN Adolfo Guevara-Cusco

TIPO DE GAS	INVERSIÓN (US\$)	AHORRO ANUAL (US\$)	TIEMPO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)
GAS NATURAL	300.000	463.480	0,6
GLP	NO ES ECONOMICO		

INVERSIÓN - AHORRO ANUAL (US\$)

INVERSIÓN: 300.000, AHORRO ANUAL: 463.480

RESUMEN

INVERSIÓN - AHORRO ANUAL - TIEMPO DE RECUPERACIÓN

En este resumen se consideran a todos los Centros Asistenciales que cuentan con Calderos, Incineradores y Calderos que trabajan con petróleo, ya sea diesel 2 ó con residual y cuyo cambio tecnológico para que trabajen con gas, representa una inversión y ahorros que se muestran en el cuadro siguiente:

Se han considerado, para el presente proyecto de cambio tecnológico:

- 44 Calderos que trabajan con Diesel 2
- 06 Calderos que trabajan con Residual
- 43 Incineradores que trabajan con Diesel 2
- 05 Calderos que trabajan con Diesel 2

TOTAL DE INVERSIÓN EN HOSPITALES NACIONALES Y HOSPITALES NIVEL IV:

TIPO DE GAS	INVERSIÓN (US\$)	AHORRO ANUAL (US\$)	TIEMPO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)
GAS NATURAL	1.031.000	1.929.779	0,5
GLP	278.000	325.531	1,2

(*) No considera a HNERM, HNGAI, HN Adolfo Guevara Cusco por no ser económicamente viable.

Cuadro Resumen a Nivel Nacional

TIPO DE GAS	INVERSIÓN (US\$)	AHORRO ANUAL (US\$)	TIEMPO DE RECUPERACIÓN (AÑOS)
GAS NATURAL	4.700.000,00	3.021.519,00	1,5
GLP	1.401.000,00	423.000,00	3,4

INVERSIÓN - AHORRO ANUAL (US\$)

INVERSIÓN: 4.700.000, AHORRO ANUAL: 3.021.519

Gobierno de Perú. 'Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud. Ministerio de Energía y Minas'. EsSalud N° 27. (2008). <http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecno27.pdf>

TÍTULO 5.- DISTRICT HEATING & COOLING (CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN URBANA)

District Heating and Cooling (H&C) es un sistema de distribución de energía (agua caliente y agua fría) para usos tales como climatización, agua caliente sanitaria, o incluso procesos industriales que requieren calentamiento/enfriamiento, a través de tuberías subterráneas a lo largo de un espacio o área geográfica, ya sea¹⁸:

- Distrito municipal.
- Polígono industrial o terciario.
- Conjunto de edificaciones (aeropuertos, complejos industriales, sanitarios, etc.).
-

Las instalaciones de District Heating & Cooling constan de las siguientes partes:

- Central de producción de energía. En ella, se realiza la producción industrial de agua caliente y fría a partir de energías convencionales o renovables.
- Red de distribución. Formada por conducciones debidamente aisladas, que transcurriendo de manera subterránea, interconectan la central de producción de energía con los puntos de consumo.
- Puntos de consumo. En ellos, y dentro de la instalación receptora denominada subestación térmica, se realiza por medio de intercambiadores térmicos, el paso de la energía desde el circuito primario de producción, al circuito secundario, desde el que se realiza su uso para calefacción, aire acondicionado, agua caliente sanitaria, etc.
- Cada una de las subestaciones de energía, dispone de un sistema de control capaz de realizar la regulación de manera autónoma y un sistema de contaje de energía homologado para facturación.

Todos los valores de medida, los contadores, y la total operación de cada subestación, están disponibles de manera remota en el centro de gestión de la empresa distribuidora (generalmente ubicado en la central de producción).

Como complemento a los sistemas de control y la instrumentación requerida para el funcionamiento correcto de la planta, prestamos especial atención a los sistemas de medida y totalización de la energía térmica aprovechada por la instalación, y que sirven como base para el cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE).

Todo sistema de medida y contaje de energía térmica consta de:

- Medidor de caudal (vapor, agua, condensado, gases calientes, aceite térmico, etc.).
- Medidores auxiliares de presión, temperatura(s), etc. necesarios para el cálculo de la energía aprovechada.
- Equipo de visualización totalización y registro de la energía instantánea y acumulada.

¹⁸ ICESA, Innovación y Control de la Energía SA. 'District HEating and Cooling'. (2008). <http://www.icesa.com/servicios.php?id=10>

Un diseño y suministro llave en mano de estos sistemas de contaje de energía térmica, requiere de los siguientes servicios:

- Diseño y selección de los equipos de medición más adecuados, en función del fluido, sus condiciones de trabajo, y las características especiales de la planta, incluyendo la realización de las hojas de cálculo necesarias.
- Suministro de instalación de los equipos de medida, así como de los sistemas de visualización, contaje y registro (si se requiere), ya sea en base a equipos de contaje de mercado, o de sistemas basados en PLC. Los sistemas basados en PLC se adaptan por su flexibilidad a cualquier tipo de instalación y fluido, y son programados con bloques de medida preconfigurados, y previamente probados por ICESA, que contienen las tablas de densidades, entalpías, y cualquier otro parámetro necesario para un cálculo preciso de la energía. Todos los equipos se suministran con el correspondiente precinto mecánico, que bloquea cualquier acceso a la configuración del totalizador.
- Servicio de mantenimiento periódico y calibración de los elementos de medida y contaje. ICESA dispone de personal cualificado y los equipos de contrastación necesarios para efectuar la comprobación periódica de los equipos de medición y contaje, pudiendo expedir los correspondientes certificados de calibración basados en patrones trazables. ICESA puede ofrecer en cada caso aplicaciones informáticas a medida para realizar de manera automática la captura de datos y los cálculos necesarios para el cálculo del REE, mediante Excel, de manera que los datos sean rellenados en la hoja sin intervención manual.

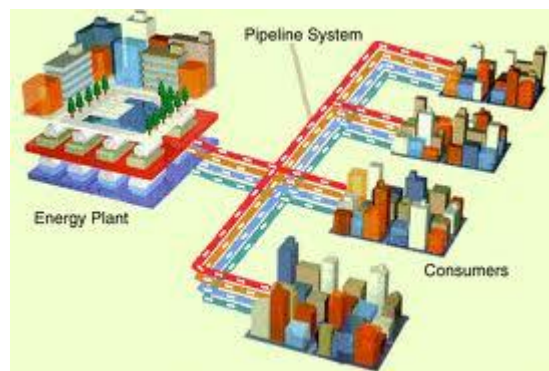


Ilustración 25.- District Heating & Cooling

IEA. (n.d). <http://www.iea-dhc.org/home.html>

SECCIÓN 2.- USO INDUSTRIAL

Los principales usuarios comerciales de gas natural son los proveedores de servicios de restauración, hoteles, equipamientos de servicios médicos y edificios de oficinas. Y sus aplicaciones comerciales incluyen la climatización (aire acondicionado y refrigeración), la cocina o la calefacción.

El sector industrial es el principal consumidor del mercado de gas natural. Se prevé que éste experimente un crecimiento aproximado del 25%. En el comercio y en la industria, el gas natural puede utilizarse en cualquier proceso de generación de calor o frío, en la cogeneración de energía térmica y eléctrica, y en la generación de electricidad.

El combustible al que puede sustituir: gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.

Como combustible, el gas natural se utiliza en los sectores industriales que necesitan energía térmica limpia, eficaz y económica: hornos, fundiciones, tratamientos térmicos, cubas de galvanizado y calefacción de grandes locales (polideportivos y naves industriales o comerciales). La combustión del gas natural permite regular mejor la temperatura de las cámaras de combustión de una extensa gama de equipos y aplicarla directamente al tratamiento de multitud de productos. Así pues, permite climatizar y generar frío para edificios y cámaras industriales o producir hielo para las pistas de patinaje.

Por su alto contenido en hidrógeno, el gas natural es la materia prima más utilizada en la producción de amoníaco para fertilizantes, así como en otras aplicaciones petroquímicas. El Hidrógeno se extrae del gas natural, y desde el inicio de la era industrial, el hidrógeno ha sido un importante insumo: como materia prima en la producción de fertilizantes, tintes, drogas y plásticos; como material de ignición en soldadura, e incluso para obtener combustibles líquidos sintéticos del carbón. En forma líquida y a bajísimas temperaturas, se combina con oxígeno líquido como combustible de naves espaciales. Sin embargo, comparativamente, estos usos implican un consumo muy pequeño, en relación con el potencial uso energético. El hidrógeno, en procesos químicos, es un buen agente reductor (la reducción es en esencia lo contrario de la oxidación). Una de las utilidades más comunes del hidrógeno en la industria es la producción de fertilizantes amoníacos por medio de la reacción de nitrógeno e hidrógeno bajo presión. También se usa como extractor de oxígeno en metalurgia y en el tratamiento térmico de metales ferrosos para cambiarles características físicas.

Además, el gas natural puede emplearse como combustible a partir del cual pueden funcionar las pilas de combustible, un dispositivo electroquímico que permite combinar el hidrógeno y el oxígeno contenidos en el aire con el fin de producir electricidad, calor y agua.

Los aspectos básicos de utilización del gas natural para uso comercial e industrial son:

- Materia prima (GLP, Naftas, gas natural)
- Combustible
- Producción de energía calorífica
- Producción de energía mecánica/eléctrica
- Bombeo o compresión
- Generación de electricidad
- Automoción

Aspectos inherentes al estado físico y composición química del gas natural:

- Eliminación de costes de bombeo y calentamiento en el caso de combustibles líquidos y las pérdidas de transformación en el caso de energía eléctrica.
- Posibilidad de empleo de llama directa
- Posibilidad de reducir al mínimo el exceso de aire y controlarlo adecuadamente.
- Facilidad de implantación de sistemas de recuperación de calor por tener los gases de combustión menor poder corrosivo y ser más limpios.
- Mayor duración de los refractarios y posibilidad de emplear refractarios ligeros (Fibra cerámica). Llama menos agresiva.
- Eliminación de SO_2 / SO_3
- Ausencia de inquemados sólidos / cenizas
- Menores emisiones de CO, CO_2 , NO_x .

Aspectos relacionados con el desarrollo de técnicas de utilización:

- Quemadores de alta velocidad
- Quemadores de llama plana
- Quemadores regenerativos
- Tubos radiantes con quemadores recuperativos o regenerativos.
- Quemadores en vena de aire/postcombustión
- Quemadores de aire precalentado
- Combustión sumergida
- Sistemas de tubos sumergidos
- Quemadores de infrarrojos
- Sistemas de cogeneración con motor o turbina a gas
- Menores emisiones por unidad de producto fabricado

TÍTULO 1.- CLASIFICACIÓN POR SECTOR INDUSTRIAL:

1. CERÁMICA

El gas natural ofrece a la industria cerámica ventajas, cuyo provecho viene determinado por el tipo de producto de que se trate y el equipo usado.

En la fabricación de azulejos, porcelana, gres o refractarios, su utilización se traduce en un importante aumento de la producción, la mejora en la calidad de los productos y la optimización en la economía de la empresa. Disminuye la formación de manchas y decoloraciones de los artículos durante la cocción y secado, mejorando la calidad de los productos.

2. METALÚRGIA

El gas natural tiene un gran número de aplicaciones en este sector de la industria; sus características lo hacen apto para todos los procesos de calentamiento de metales, tanto en la fusión como en el recalentamiento y tratamientos térmicos.

3. VIDRIO

El gas natural se utiliza en la industria del vidrio, infusión, feeders, arcas de recogido y decoración, máquinas automáticas, etc.

El estudio conjunto de las propiedades físico-químicas del gas natural y de las condiciones de funcionamiento que requiere el perfecto calentamiento del horno de fusión de cristal, ha permitido la construcción de quemadores para gas natural con unas características de la llama que le permiten obtener la luminosidad y la radiación necesarias para conseguir una óptima penetración y transmisión de la energía desprendida en la masa de cristal.

4. TEXTIL

Además de los beneficios que reporta a la industria textil el uso del gas natural como combustible en las calderas de vapor, son múltiples los procesos donde el gas encuentra aplicaciones tan específicas que lo convierten en prácticamente imprescindible: aplicaciones



de acción directa de la llama (chamuscado de hilos, chamuscado de tejidos); aplicaciones de calentamiento por contacto (abrasado, calandrado); aplicaciones de calentamiento por radiación (pre secado, polimerización); aplicaciones de calentamiento directo por convección en secadores y rames, en sustitución del tradicional sistema de calentamiento mediante fluidos intermedios, con el consiguiente ahorro energético (entre el 20 y el 30%); la posibilidad de calentamiento directo de los baños líquidos mediante tubos sumergidos o por combustión sumergida.

5. QUÍMICA

El gas natural encuentra uno de los campos más amplios de utilización en la industria química.

El gas natural como fuente de energía, tanto para la producción de vapor como para el calentamiento de las unidades de cracking y de reforming, permite una perfecta regulación de la temperatura; por el ajuste de la relación aire-gas y la uniformidad de composición del gas natural, presenta una nula corrosión de los haces tubulares gracias a la ausencia de impurezas, y facilita la posibilidad de utilización del gas natural con mezcla variable de otros gases residuales disponibles en la industria gracias a la ductilidad de los quemadores.

El metano y etano constituyen la materia base en procesos fundamentales de la petroquímica, tan importantes como por ejemplo la producción de hidrógeno, de metanol, de amoniaco, de acetileno, de ácido cianhídrico, etc. Todos estos fabricados se consideran punto de partida para la obtención de una amplia gama de productos comerciales.

6. OTRAS ACTIVIDADES INDUSTRIALES

Además de las aplicaciones ya mencionadas, el gas natural es una energía muy usada en todos los procesos de fabricación que requieren calor, como por ejemplo la industria del papel, alimentaria, etc.

7. INDUSTRIA PETROQUÍMICA

Otra manera de clasificar las aplicaciones industriales, es por sectores (Brucart, Gas Natural: Características, distribución y aplicaciones industriales 1982):

- Generadores de vapor
 - Equipos para calderas industriales
 - Conversión de calderas existentes a gas natural



- Gas natural en la siderurgia y metalurgia de productos férricos
 - Reducción directa del mineral
 - Altos hornos
 - Hornos de fusión
 - Cubilotes de fusión de hierro fundido
 - Hornos de acero Martin Siemens
 - Hornos de fusión eléctricos
 - Hornos de recalentamiento
 - Hornos de tratamientos térmicos
 - Atmósferas controladas
 - Técnicas especiales
 - Oxicorte
- Gas natural en la siderurgia y metalurgia de productos no férricos
- Gas natural en la fabricación de cales y cementos
- Gas natural en la industria del vidrio
 - Hornos balsa
 - Hornos Crisoles
 - Operaciones anexas a la fusión
- Gas natural en la industria cerámica
 - Secado
 - Cocción
 - Productos de tierra cocida
 - Hornos de fuego móvil
 - Hornos túnel
 - Productos cerámicos propiamente dichos: lozas y azulejos, gres y porcelanas
- Gas natural en la industria química
 - Como combustible
 - Como materia prima
 - Hidrógeno
 - Amoniaco
 - Metanol
 - Acetileno



- Gas reductor
- Proteínas
- Azufre
- Gas natural en las industrias agrícolas y de alimentación
- Gas natural en la industria textil
- Gas natural en la industria de la madera, papel y cartón
- Gas natural en aplicaciones diversas
 - Calentamiento directo
 - Calentamiento indirecto
 - Operaciones térmicas específicas del gas

TÍTULO 2.- QUEMADORES, CALDERAS; HORNOS Y SECADEROS

Diversos autores clasifican los quemadores según:

- Principio de funcionamiento
- Tipo de construcción
- Características de utilización

Tipos de quemadores:

- ❖ Quemadores de mezcla previa
 - Quemadores de mezcla previa por inducción atmosférica
 - Quemadores de mezcla previa por aire inductor
 - Quemadores de mezcla previa en máquinas mezcladoras
 - Quemadores de llamas libres alimentados en premezcla
 - Quemadores de premezcla con combustión en contacto con un refractario
- ❖ Quemadores sin mezcla previa
- ❖ Quemadores especiales
 - Quemadores monobloc de aire insuflado
 - Quemadores intensivos
 - Quemadores emisores de radiación infrarroja
 - Quemadores de tubos radiantes a alta temperatura
 - Quemadores de tubos sumergidos y de combustión sumergida
 - Quemadores mixtos o multicom bustibles
 - Sopletes

1. QUEMADORES

Hay gran cantidad de tipos de quemadores. Se adecua el tipo a la función.

Mezcla en cabeza/premezcla, industriales/monoblocs, recuperativos, regenerativos.

2. CALDERAS

Ventajas del uso de gas natural en calderas :

- Mejora de rendimiento

- Disminución del exceso de aire
- Ausencia de inquemados sólidos
- Mayor limpieza en las superficies de intercambio
- Posibilidades de recuperación de calor
- Economizadores (Agua/gases). Calderas vapor
- Precalentadores de aire (Aire gases). Calderas aceite

Según el tipo de energía secundaria:

- Caldera de vapor
- Caldera de agua caliente
- Caldera de Agua sobrecalentada
- Caldera de Aceite térmico

Según el tipo de diseño:

- Acuotubular
- Piro-tubular

Sectores que utilizan calderas:

- Agroalimentario
- Químico

- Petroquímico
- Papel y cartón
- Textil
- Otros
- Terciario y residencial

3. HORNOS

Su misión es calentar producto a T^a elevadas ($T^a > 600^{\circ}\text{C}$). Suele hacerse con gases directos.

Los diseños son muy variados:

- Continuos / Discontinuos
- Rotativos
- Túnel de vagones
- Hornos de Carro
- Hornos de fusión de vidrio
- Hornos de reverbero
- Hornos de rodillos
- Hornos de cinta transportadora
- Hornos de campana
- Hornos de pan
- Hornos de arco

Sectores que utilizan hornos:

- Cerámico
- Siderúrgico
- Metales no féreos
- Alimentación
- Vidrio
- Cales y yesos
- Químico

Con el uso de gas natural mejora el Rendimiento por:

- Contacto directo de la llama con el producto a calentar.
- Aumento de la velocidad de calentamiento.
- Posibilidades de recuperación de calor.

4. SECADEROS

Su misión es calentar volúmenes grandes de aire a Temperatura baja ($T < 500^{\circ}\text{C}$). Para ello se pueden usar los gases de la combustión o con un fluido intermedio (Vapor, Aceite térmico).

Sectores donde se utilizan secaderos:

- Agroalimentario
- Cerámico
- Químico
- Textil
- Minería
- Automoción

Con el uso de gas natural mejora el Rendimiento por:

- Contacto directo de los gases de combustión con el producto a secar (ausencia de SO₂ e inquemados sólidos)
- Quemadores en vena de aire

Medidas de ahorro en operación y Mantenimiento:

- Ajuste del exceso de aire
- Sistemas de recuperación indirecta BT
- Regeneradores
- Economizadores (Intercambiador que precalienta el agua de entrada a la caldera con los gases de la chimenea)
- Precalentadores de aire de tubos (Intercambiadores que precalientan el aire de combustión con los gases de la chimenea)
- Calderas de alto rendimiento y condensación

5. APLICACIONES DESCENTRALIZADAS

Son técnicas que sustituyen el sistema tradicional de calentamiento de agua o aire mediante el empleo de una caldera y fluidos caloportadores (vapor, agua sobrecalentada o aceite térmico).

$$R_t = R_c \times R_d \times R_i$$

Normalmente, el rendimiento total es difícil que sobrepase el 70-80%. Las aplicaciones descentralizadas, bien sean para calentar agua o aire (Quemador en vena de aire) ofrecen rendimientos superiores al 90%, con el consiguiente ahorro energético.

- Combustión Sumergida
- Quemadores en vena de aire

TÍTULO 3.- SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Los sistemas de cogeneración son sistemas de producción conjunta de electricidad (o energía mecánica) y de energía térmica útil (calor) partiendo de un único combustible.

El gas natural es la energía primaria más utilizada para el funcionamiento de las centrales de cogeneración de electricidad calor, las cuales funcionan con turbinas o motores de gas. No obstante, también se pueden utilizar fuentes de energía renovables y residuos como biomasa o residuos que se incineran.

En un proceso de cogeneración, el calor se presenta en forma de vapor de agua a alta presión o en forma de agua caliente. Por ejemplo, se puede utilizar el vapor caliente que sale de una turbina de producción de energía eléctrica, para suministrar energía para otros usos. Hasta hace poco lo usual era dejar que el vapor se enfriara, pero con esta técnica, con el calor que le queda al vapor se calienta agua para distintos usos.

El aprovechamiento del calor residual: los sistemas de cogeneración presentan rendimientos globales del orden del 85%, lo que implica que el aprovechamiento simultáneo de electricidad y calor favorezca la obtención de elevados índices de ahorro energético, así como una disminución importante de la factura energética, sin alterar el proceso productivo, ahorro energético que se incrementa notablemente si se utilizan energías residuales.

En una central eléctrica tradicional los humos salen directamente por la chimenea, mientras que en una planta de cogeneración los gases de escape se enfrían transmitiendo su energía a un circuito de agua caliente/vapor. Una vez enfriados los gases de escape pasan a la chimenea.

Las centrales de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90%. El procedimiento es más ecológico, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono (CO₂) y óxido de nitrógeno (NO_x) que el petróleo o el carbón.

El desarrollo de la cogeneración podría evitar la emisión de 127 millones de toneladas de CO₂ en la UE en 2010 et de 258 millones de toneladas en 2020, ayudando a cumplir los objetivos fijados en el Protocolo de Kioto.

La producción de electricidad por cogeneración representó en la UE en 1998 el 11% del total. Si se lograra aumentar hasta un 18%, el ahorro de energía podría llegar a ser del 3-4% del consumo bruto total de la UE. Además, son cada vez más numerosas las aplicaciones que se le está dando a esta técnica, tanto en usos industriales, como en hospitales, hoteles, etc.

1. VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN

- Ahorra energía y mejora la seguridad del abastecimiento.
- Disminuye las pérdidas de la red eléctrica, especialmente porque las centrales de cogeneración se suelen situar próximas a los lugares de consumo.
- Aumenta la competencia entre los productores.
- Permite crear nuevas empresas.
- Se adapta bien a las zonas aisladas o ultraperiféricas.
-

2. SISTEMAS DE COGENERACIÓN

2.1. PLANTAS CON MOTORES ALTERNATIVOS (DIESEL O CICLO OTTO)

En los sistemas basados en motores alternativos, el elemento motriz es un motor de explosión. El calor recuperable se encuentra en forma de gases calientes y agua caliente (Circuito Refrigeración). Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. Son muy eficientes eléctricamente, pero son poco eficientes térmicamente.

El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor.

Son también adecuadas la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

2.2. PLANTAS CON TURBINAS DE VAPOR (CICLO DE RANKIN)

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional.

El uso de esta turbina fue el primero en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa o residuos que se incineran.

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina "*Ciclo Combinado*".

2.3. PLANTAS CON TURBINAS DE GAS (CICLO BRYTON)

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador, cediendo parte de su energía para producir energía mecánica.

Su rendimiento de conversión es inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en sus gases de escape, que está a una temperatura de unos 500°C, idónea para producir vapor en un generador de recuperación.

Se diferencian 2 tipos de ciclos: (1) simple, cuando el vapor se produce a la presión de utilización del usuario; y (2) combinado, cuando el vapor se produce a alta presión y temperatura para su expansión previa en una turbina de vapor.

2.3.1. CICLO SIMPLE

Es la planta clásica de cogeneración y su aplicación es adecuada cuando los requisitos de vapor son importantes (>10 t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera).

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que a diferencia de las plantas con motores alternativos el precio del calor recuperado es esencial en un ciclo simple de turbina de gas.

2.3.2. CICLO COMBINADO

Un ciclo combinado ayuda a absorber una parte del vapor generado en el ciclo simple y permite, por ello, mejorar la recuperación térmica, o instalar una turbina de gas de mayor tamaño cuya recuperación térmica no estaría aprovechada si no se utilizara el vapor en una segunda turbina de contrapresión. El proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo.



La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hace en función de las turbinas de gas y vapor seleccionadas, selección que debe realizarse con criterios de eficiencia y economía. Por ello se requiere la existencia de experiencias previas e "imaginación responsable" para crear procesos adaptados a un centro de consumo, que al mismo tiempo dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño.

La tecnología de generación eléctrica con ciclos combinados de gas natural es una de las más eficientes y con menor impacto ambiental, y está ya ampliamente extendida en todo el mundo.

Es prácticamente la única tecnología utilizada en los nuevos proyectos de generación eléctrica que se están instalando en los países desarrollados, y un sistema que permitirá ir sustituyendo a los tradicionales, con la consiguiente reducción de emisiones a la atmósfera.

Esta tecnología consiste en utilizar la combustión del gas natural (turbina de gas) y el vapor que producen los gases de escape (caldera de recuperación y turbina de vapor) para generar electricidad. Estos procesos funcionan de manera complementaria, lo que permite alcanzar rendimientos energéticos muy elevados, ya que se obtiene electricidad en dos etapas utilizando una única fuente de energía.

La generación eléctrica con ciclos combinados representa, actualmente, el mejor modelo energético, ya que permite unos rendimientos más elevados que otros sistemas de generación eléctrica y, al mismo tiempo, reduce el impacto medioambiental, al utilizar una energía menos contaminante en un sistema más eficiente.

Los grupos generadores de ciclos combinados tienen un rendimiento de más del 57%, muy superior al de una central convencional. Esto significa que por cada kilovatio hora de electricidad producida se necesita un tercio menos de energía primaria, es decir, de gas natural.

Destaca por sus bajas emisiones, que se reducen en un 60% en el caso del dióxido de carbono y en un 70% en el de los óxidos de nitrógeno, respecto a una central convencional. Además, las emisiones de dióxido de azufre y de partículas son prácticamente nulas.

Concretamente, y según se recoge en el estudio "Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica", publicado por el Instituto para la Diversificación y ahorro de Energía (IDAE), la generación de electricidad con gas natural tiene un menor impacto sobre el medio ambiente que los sistemas solar fotovoltaico, nuclear y los sistemas de generación con carbón, petróleo y lignito. Además, los grupos generadores de ciclo combinado consumen solamente un tercio

del agua de refrigeración que requiere una central convencional de la misma potencia y la instalación ocupa menos espacio que una central convencional.

2.3.3. CICLO COMBINADO A CONDENSACIÓN

Variante del ciclo combinado de contrapresión clásico, se basa en procesos estrictamente cogenerativos. Se basa en una gran capacidad de regulación ante demandas de vapor muy variables.

El proceso clásico de regulación de una planta de cogeneración consiste en evacuar gases a través del bypass cuando la demanda de vapor es menor a la producción y utilizar la post-combustión cuando sucede lo contrario. Bajando sensiblemente su potencia, no se consigue su adaptación a la demanda de vapor debido a una importante bajada en el rendimiento de recuperación, ya que los gases de escapa mantienen prácticamente su caudal y bajan ostensiblemente su temperatura. Por ellos, las pérdidas de calor se mantienen prácticamente constantes, y la planta deja de cumplir los requisitos de rendimiento.

Por contra, un ciclo de contrapresión y condensación permite aprovechar la totalidad del vapor generado, regulando mediante la condensación del vapor que no puede usarse en el proceso, produciendo una cantidad adicional de electricidad.

2.4. TRIGENERACIÓN (CHCP)

La obtención de agua caliente o vapor de agua a baja presión para la producción de frío utilizando una máquina de absorción colocada en cola de un proceso de cogeneración, recibe el nombre de *Trigeneración (CHCP)*. Se basa en la producción conjunta de calor, electricidad y frío.

Una planta de trigeneración es similar a una de cogeneración, a la que se le ha añadido un sistema de absorción para la producción de frío. Se trata pues del aprovechamiento del calor residual de la generación eléctrica para producir calor, frío y electricidad mediante un sencillo sistema integrado a partir de un mismo combustible.

No obstante existen una serie de diferencias.

- La trigeneración, permite a la cogeneración, que inicialmente, no era posible en centros que no consumieran calor, acceder a centros que precisen frío que se produzca con electricidad.
- Facilita a la industria del sector alimentario ser cogeneradores potenciales.

- Asimismo, permite la utilización de cogeneración en el sector terciario (hoteles, hospitales, etc.) donde además de calor se requiere frío para climatización, y que debido a la estacionalidad de estos consumos (calor en invierno, frío en verano) impedía la normal operación de una planta de cogeneración clásica.

Esta modalidad de cogeneración tiene más aplicaciones:

- Aplicaciones de secado. Especialmente en industria cerámica que utilizada atomizadores. Son plantas muy simples y económicas, ya que los gases calientes generados por una turbina o un motor se utilizan directamente en el proceso de secado.
- Aplicaciones en la industria textil.
- Calefacción y refrigeración.
- Aplicaciones para industrias medioambientales, como plantas depuradoras de tipo biológico, o de concentración de residuos o de secado de fangos, etc. al demandar calor son potencialmente cogeneradoras. En estas aplicaciones puede ser un factor importante para la reducción del coste de tratamiento de los residuos.

Un sistema de trigeneración se consigue al acoplar un sistema de cogeneración por motor térmico o por turbina (CHP ó Combined Heat and Power) junto con una máquina de absorción destinada a refrigerar agua utilizando la energía térmica contenida en el agua de enfriamiento y/o los gases de escape del elemento motriz del alternador eléctrico.

Las plantas termoeléctricas convencionales convierten sólo 1/3 de la energía del combustible en electricidad. El resto se pierde en forma de calor. El efecto adverso para el medio ambiente de este desperdicio es evidente. Por tanto, es absolutamente necesario mejorar la eficiencia del procedimiento de producción de electricidad.

Un método para un uso más racional en la producción de electricidad es la Cogeneración de Calor (o Refrigeración) y Electricidad, donde más de 4/5 de la energía de los combustibles se convierten en energía utilizable, traduciéndose en beneficios tanto de carácter económico como ambiental.

Tanto en el sector residencial como en el sector industrial, mediante el suministro de diferentes sistemas combinados de trigeneración se puede lograr muy importantes ahorros energéticos durante la vida operativa de los equipos al producir la energía a un coste sensiblemente menor. El ahorro de energía primaria y por lo tanto la reducción de la dependencia de combustibles fósiles a importar de terceros países, así como las ventajas medioambientales son evidentes, pero la magnitud del ahorro para el usuario depende de las políticas energéticas practicadas en cada momento.

2.5. MICROCOGENERACIÓN

El equipo micro-cogenerador MCHP AISIN del grupo TOYOTA tiene dos circuitos principales: uno para la producción eléctrica y otro para la recuperación de la energía térmica, que si no es utilizada se disipa al ambiente a través de un radiador. Se conecta a la red general de alimentación eléctrica a través del correspondiente cuadro de paralelo.¹⁹

El cogenerador se pone en marcha automáticamente cuando la demanda eléctrica supera el valor mínimo de consigna (0,3 kW o 2 kW), pudiendo disponer de hasta, por ejemplo, 9 kW de potencia, teniendo contratados solamente 3 kW.

Mientras está funcionando, el equipo MCHP AISIN recupera energía térmica del sistema de enfriamiento del motor. Este calor es cedido al circuito de agua a través de un intercambiador de calor de placas soldado. Como el calor recuperado puede no ser suficiente en algunas aplicaciones, es necesario prever un sistema de acumulación formado por un depósito con un circuito de tuberías, una bomba de circulación y quizás una caldera auxiliar para cubrir las demandas puntuales de calor.

Este equipo se diferencia de unidades de mayor tamaño en que con frecuencia la generación eléctrica se consigue con una turbina a gas.

El sistema de producción eléctrica no requiere ningún mantenimiento, ofreciendo una mayor eficiencia y más larga vida que los generadores de magneto permanente. Un procedimiento de gestión electrónica supervisa de manera constante la tensión y la frecuencia de la electricidad generada, por lo que ésta tiene siempre las mismas características que la suministrada por la red, para asegurar que el cogenerador pueda sincronizarse con la misma. El método integrado de vigilancia de parámetros, protege al usuario de eventuales variaciones de tensión o frecuencia debidas a mal funcionamiento.

El cuadro de paralelo incluye todos los elementos necesarios para medir las variaciones de carga y para gestionar de manera eficiente las paradas y arranques. Asimismo, puede suministrarse un conjunto opcional que permite hacer funcionar la unidad como un generador de emergencia en caso de interrupción del suministro por red.

¹⁹ Aborsistem S.L. s.f. <http://www.absorsistem.com>



La producción térmica del cogenerador MCHP se obtiene haciendo circular una solución acuosa con etilenglicol al 45% que enfría el propio motor y además recupera calor de los gases de escape en un intercambiador multitubular.

Todo el calor obtenido lo transmite a un intercambiador de placas de tipo soldado por cuyo secundario circula el agua del circuito de utilización externa. El circuito de enfriamiento es gestionado por unas válvulas termostáticas en las distintas fases de trabajo.

Al ponerse en marcha la unidad, todo el calor es utilizado para poner el motor a régimen en el más breve tiempo. El equipo MCHP AISIN dispone de un radiador con ventilador que eventualmente disipará todo exceso de calor que el usuario no pueda usar o almacenar. Por otra parte, también es posible habilitar una opción de control que hace arrancar o parar el motor en función de la demanda térmica.



2.6. PILA DE COMBUSTIBLE

Una pila de combustible es un dispositivo electromecánico que convierte la energía química del combustible directamente en electricidad, sin etapas intermedias de combustión y producción de trabajo mecánico.

Existen varios tipos de elementos combustibles, caracterizados por el tipo de electrólito, con temperaturas de funcionamiento que oscilan entre los 80 y 1000°C.

El tipo de combustible utilizado para este tipo de instalaciones puede ser hidrógeno puro, gas natural, GLP, metanol, etc.

Este punto se desarrolla en la sección 6 del presente Capítulo.

TÍTULO 4.- LA HIBRIDACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y EL GNL. CENTRALES ENERGÉTICAS TERMOSOLARES (CETS)

Una de las tecnologías de mayor interés dentro del campo de las energías renovables es la relacionada con la energía solar termo-eléctrica. Es decir, la energía solar térmica de alta temperatura para generación de electricidad.²⁰

Los rendimientos obtenidos por esta tecnología (del orden del 17% a día de hoy) son claramente superiores a los obtenidos por la energía solar fotovoltaica (situados en torno al 7%). Es una tecnología cuya hibridación con el gas natural es muy alta, y que puede instalarse en zonas desérticas o áridas como las que existen en el norte de África o en muchos lugares del mundo. España juega un avanzado papel en el desarrollo de esta nueva iniciativa energética.

TÍTULO 5.- CLIMATIZACIÓN. MÁQUINAS DE ABSORCIÓN Y COMPRESORES A GAS.

El ciclo termodinámico de enfriamiento por absorción, al igual que el de compresión, se basa en la necesidad del fluido usado como refrigerante de obtener calor del líquido a enfriar para poder pasar del estado líquido al de vapor al reducirse la presión a la que está sometido. En los equipos de refrigeración, el fluido en estado líquido se encuentra a más alta presión en el condensador y se le hace fluir al evaporador a baja presión donde obtiene de su entorno el calor necesario para poder evaporarse. Este refrigerante en estado vapor se devuelve a alta presión al condensador donde se le sustrae el calor que ha obtenido volviendo al estado líquido para empezar de nuevo el ciclo. Con ello se logra el objetivo de sacar calor de un espacio, el evaporador, enfriándolo, para disiparlo en otro, el condensador.²¹

Mientras que en el ciclo de compresión, la circulación del fluido y el efecto de la presión se obtiene con un compresor mecánico, en el ciclo de absorción ello se logra aportando calor al generador donde el refrigerante está mezclado con otro fluido denominado absorbente cuya función es absorber el vapor en la zona de baja presión para poder devolverlo en forma líquida al generador.

El desarrollo de esta tecnología se ha derivado en dos grandes grupos en función del refrigerante y del tipo de absorbente utilizado. Uno de ellos utiliza una solución de amoníaco y agua siendo el amoníaco el refrigerante y el agua el absorbente. A esta familia corresponden los equipos de la firma ROBUR distribuidos por ABSORSISTEM. El otro grupo emplea una solución de bromuro de litio (LiBr) con agua donde ésta actúa como refrigerante siendo las

²⁰ Fundación gasNatural. S.f. <http://www.fundaciongasnatural.org>

²¹ Absorsistem SL. s.f. <http://www.absorsistem.com>

sales de LiBr el absorbente. Los equipos de las marcas YAZAKI y THERMAX, distribuidos también por ABSORSISTEM, pertenecen a ésta segunda familia.

1. CICLO A LLAMA DIRECTA DE GAS CON SOLUCIÓN H₂O Y NH₃

El ciclo que se describe a continuación es el empleado por las unidades de la marca ROBUR distribuidas por ABSORSISTEM y que utilizan como energía combustibles gaseosos (gas natural o GLP).

El fluido utilizado en el ciclo de refrigeración, es una solución de agua y amoníaco (NH₃), siendo el amoníaco el refrigerante y el agua el absorbente. Una importante ventaja es que los agentes utilizados en la solución son totalmente inocuos para el medio ambiente.

El ciclo aprovecha la gran afinidad del amoníaco con el agua, utilizado aquel como agente frigorífico dado que es fácilmente absorbido por esta. El NH₃ es el más tradicional de los refrigerantes inorgánicos conociéndose como tal con la denominación de R-717.

Para explicar el funcionamiento del ciclo de refrigeración, seguiremos el curso de los fluidos y los cambios de estado. Empezamos el análisis del ciclo en el generador, que se encuentra situado en el centro, diremos que la solución de agua y amoníaco se calienta en su interior por la aportación del quemador de gas, a una presión entre 14 y 24 bar, hasta alcanzar una temperatura del orden de 180°C a la que por ebullición se separa, por un lado vapor con un elevada concentración de amoníaco (denominada solución concentrada o fuerte) y por otra una solución líquida con baja concentración de amoníaco, llamada solución diluida o pobre.

El vapor pasa a través del rectificador donde el contenido de agua es separado por condensación al contacto del serpentín por cuyo interior circula solución a una temperatura inferior al punto de rocío del vapor de agua en estas condiciones.

El vapor de amoníaco depurado del agua, sale del rectificador a una temperatura aproximada de 75°C y a una presión de unos 19 bar, entrando en el condensador. Éste lo forma una batería de tubos aleteados por cuyo interior circula el amoníaco y por su cara externa el aire de la atmósfera exterior impulsado por un ventilador. El flujo de aire enfría el amoníaco hasta condensarlo y llevarlo al estado líquido, reduciendo su temperatura a unos 43°C.

A continuación, la presión del amoníaco líquido es reducida a unos 12 bar por un primer restrictor y luego enfriado en un intercambiador de calor del tipo tubo en tubo, para seguidamente reducir todavía más la presión a 4 bar a la cual entra en el evaporador donde, debido a la diferencia de presión, se evapora a 2°C obteniendo el calor latente de vaporización del agua a refrigerar que circula en sentido inverso por el cuerpo del evaporador. Ésta agua que es la que circula por la instalación del usuario, sale refrigerada a una temperatura nominal de 7°C entrando a una temperatura de 12°C.

A la salida del evaporador, el vapor de amoníaco circula por el secundario del intercambiador de calor tubo en tubo al que nos hemos referido anteriormente, adquiriendo calor del amoníaco líquido que circula en sentido contrario por el circuito primario, elevando su temperatura a 32°C. En estas condiciones entra en el pre-absorbedor al que llega también la solución acuosa (la que denominamos diluida o pobre) procedente del generador después de atravesar un restrictor de manera a reducir su presión a 4 bar, igual a la del vapor de amoníaco. En éste dispositivo, en el cual se halla también un serpentín por el que circula solución rica a una temperatura de unos 105°C, el vapor de amoníaco es absorbido por el agua debido a su afinidad y calentado a unos 85°C para dirigirse seguidamente al absorbedor. Este último está formado, al igual que el condensador, por una batería de tubos aleteados por cuyo interior circula la solución rica y por el exterior el aire ambiente forzado por el ventilador. A lo largo del recorrido por el interior del absorbedor, el amoníaco es íntegramente absorbido por el agua y seguidamente aspirado por la bomba de solución a una temperatura de 44°C. A esta temperatura, es impulsado por la bomba de solución hacia el serpentín del rectificador donde, como hemos visto, provoca la condensación del agua y al mismo tiempo obtiene calor de ella y del vapor de amoníaco caliente que procede del generador aumentando su temperatura hasta 105°C. El próximo paso es circular por el interior del serpentín del pre-absorbedor al que nos hemos referido anteriormente, para volver finalmente al generador donde el ciclo empieza de nuevo.

2. CICLO EN BOMBA DE CALOR REVERSIBLE A LLAMA DIRECTA A GAS CON SOLUCIÓN H₂O Y NH₃

El ciclo que se describe a continuación es el empleado por las unidades de la serie GAHP de la marca ROBUR distribuidas por ABSORSISTEM y que utilizan como energía combustibles gaseosos (gas natural o GLP). El ciclo que se describe en este apartado es el que corresponde al modelo GAHP AR que ofrece la peculiaridad de ser el único reversible con tecnología de absorción y que por lo tanto permite suministrar agua refrigerada para climatización en verano o agua caliente con una elevadísima eficiencia térmica para calefacción.

El fluido utilizado en este ciclo de refrigeración, es una solución de agua y amoníaco (NH_3), siendo el amoníaco el refrigerante y el agua el absorbente. Una importante ventaja es que los agentes utilizados en la solución son totalmente inocuos para el medio ambiente. El ciclo aprovecha la gran afinidad del amoníaco con el agua, utilizado aquel como agente frigorífico dado que es fácilmente absorbido por esta. El NH_3 es el más tradicional de los refrigerantes inorgánicos conociéndose como tal con la denominación de R-717.

Para explicar el funcionamiento del ciclo de refrigeración, seguiremos el curso de los fluidos y sus cambios de estado. Empezamos el proceso en el generador, recipiente de acero en cuyo interior se encuentra la solución de agua y amoníaco la cual recibe el calor aportado por el quemador de gas alcanzando una presión entre 14 y 24 bar y una temperatura del orden de 180°C . En estas condiciones, la solución hierve separándose vapor con una elevada concentración de amoníaco (denominada solución concentrada o fuerte) mientras el resto de la solución permanece en estado líquido pero con baja concentración de amoníaco puesto que la mayor parte de este se ha evaporado. Esta es la llamada solución diluida o pobre.

El vapor pasa a través del rectificador donde el contenido de agua es separado del amoníaco por condensación al contacto del serpentín por cuyo interior circula solución a una temperatura inferior al punto de rocío del vapor de agua en estas condiciones. El vapor de amoníaco depurado del agua, sale del rectificador a una temperatura aproximada de 75°C y a una presión de unos 19 bar, dirigiéndose ahora hacia la válvula de 14 vías de inversión de ciclo, que dirigirá el fluido hacia donde corresponda según esté en modo de refrigeración o de calefacción.

Desde este punto seguiremos en primer lugar el recorrido del amoníaco y la solución en modo de refrigeración y posteriormente se seguirá el que corresponde en modo de calefacción.

En modo de refrigeración, el vapor de amoníaco entra en la válvula inversora por la boca 1 y es conducido hacia la boca 2 que lo envía al condensador consistente en una batería de tubo aleteado por cuya superficie circula aire del ambiente exterior forzado por un ventilador situado en la parte superior del espacio delimitado por la batería, lo que provoca el enfriamiento y condensación del amoníaco. A la salida del condensador, el amoníaco líquido accede a la válvula inversora a través de la boca 3 siendo conducido a la boca de salida 4. Desde este punto, atraviesa por el espacio exterior de un intercambiador de calor del tipo tubo en tubo, cediendo calor al flujo de vapor de amoníaco que circula en contracorriente por el tubo interno del intercambiador, procedente del evaporador como veremos más adelante. Una vez efectuado este intercambio térmico, accede de nuevo a la válvula inversora por la boca 5 para salir simultáneamente por las bocas 6 y 7 para entrar en los circuitos del evaporador a través de unos restrictores que reducen su presión a 4 bar lo que provoca su

evaporación a una temperatura de 4°C obteniendo el calor latente de evaporación del líquido que circula por el lado secundario del evaporador y que se distribuirá por la instalación del usuario. Este líquido, generalmente agua, sale a una temperatura nominal de 7°C entrando a 12°C. A la salida del evaporador, el amoníaco de nuevo en fase gaseosa, entra en la válvula inversora por las bocas 8 y 9 para ser conducido a la salida por la boca 10 atravesando a continuación el lado interno del intercambiador tubo en tubo al que nos referíamos anteriormente, obteniendo el calor cedido por el amoníaco líquido y elevando su temperatura a unos 32°C.

En estas condiciones el vapor de amoníaco entra en el pre-absorbedor al que llega también la solución acuosa (la que denominamos diluida o pobre) procedente directamente del generador después de atravesar un restrictor de manera a reducir su presión a 4 bar, igual a la del vapor de amoníaco. En éste dispositivo, en el cual se halla también un serpentín por el que circula solución rica a una temperatura de unos 105°C, el vapor de amoníaco empieza a ser absorbido por el agua debido a su afinidad y calentado a unos 85°C para dirigirse seguidamente hacia la boca 11 de la válvula de inversión, saliendo de ésta por la boca 12 hacia el absorbedor propiamente dicho. Este último está formado, al igual que el condensador, por una batería de tubos aleteados por cuyo interior circula la solución rica y por el exterior el aire ambiente forzado por el ventilador. A lo largo del recorrido por el interior del absorbedor, el amoníaco es íntegramente absorbido por el agua y el excedente de calor a sustraer para permitir el proceso de absorción, es disipado en el aire exterior. Restablecido el estado líquido de la solución rica, esta pasa a través de las bocas 13 y 14 de la válvula de inversión, para ser aspirada por la bomba de solución a una temperatura de 44°C. A esta temperatura, es impulsado por la bomba de solución hacia el serpentín del rectificador donde, como hemos visto, provoca la condensación del agua y al mismo tiempo obtiene calor de ella y del vapor de amoníaco caliente que procede del generador aumentando su temperatura hasta 105°C. El próximo paso es circular por el interior del serpentín del pre-absorbedor al que nos hemos referido anteriormente, para volver finalmente al generador donde el ciclo empieza de nuevo.

En modo de calefacción, el vapor de amoníaco procedente del generador y el rectificador, entra en la válvula inversora por la boca 1, y es conducido hacia la boca 2 que lo envía hacia el intercambiador de calor que antes actuaba como evaporador pero que ahora trabaja como condensador. El agua de la instalación que circula por el lado secundario de dicho intercambiador de calor, enfría el vapor de amoníaco lo que provoca su condensación y el calor adquirido en este intercambio térmico eleva la temperatura del agua para que pueda ser utilizada en el circuito de calefacción del usuario. A continuación, el amoníaco líquido traspasa la válvula de inversión entrando en ella por la boca 3 para salir por la 4 para dirigirse al intercambiador de calor del tipo tubo en tubo, donde cede calor al flujo de vapor de amoníaco frío que circula en contracorriente por el tubo interior del intercambiador. Acto seguido, el líquido enfriado entra de nuevo en la válvula de inversión por la boca 5 dividiéndose el flujo hacia las bocas 6 y 7 que lo conducen a las dos baterías exteriores de tubo aleteado que antes servían de condensador y absorbedor respectivamente y que ahora trabajaran ambas como evaporador ya que es donde se evaporará el amoníaco al ser reducida su presión al entrar en



ellas. El calor necesario para pasar del estado líquido al de vapor, lo obtendrá del aire de la atmósfera exterior que barre las baterías por la acción del ventilador. Este calor gratuito se incorpora al ciclo y es lo que permite elevar drásticamente la eficiencia del equipo. El vapor de amoníaco a la salida de las baterías evaporadoras, se reunirá de nuevo al acceder a la válvula inversora por las bocas 8 y 9 para salir de ella por la 10. Este vapor frío procedente del evaporador pasará a continuación por el tubo interior del intercambiador de calor tubo en tubo, enfriando el líquido que circula por el exterior de aquel como hemos visto anteriormente y por lo tanto incorporando su calor al vapor cuya temperatura se eleva hasta aproximadamente 32°C.

En estas condiciones el vapor de amoníaco, al igual que en el modo de refrigeración, entra en el pre-absorbedor al cual llega también la solución acuosa (la que denominamos diluida o pobre) procedente directamente del generador después de atravesar un restrictor de manera a reducir su presión a 4 bar, igual a la del vapor de amoníaco. En éste dispositivo, en el cual esta el serpentín por el que circula solución rica a una temperatura de unos 105°C, el vapor de amoníaco empieza a ser absorbido por el agua debido a su afinidad y calentado a unos 85°C para dirigirse seguidamente hacia la boca 11 de la válvula de inversión, saliendo de ésta por la boca 12 hacia el segundo circuito primario del intercambiador de calor donde parte del calor contenido en la solución líquida procedente del pre-absorbedor y también el generado al completarse el ciclo de absorción del amoníaco por parte del agua, es transmitido al agua del circuito de utilización para calefacción. Así pues, el agua de la instalación de calefacción recibe en este recipiente, que en verano sirve de evaporador, primero el calor obtenido de la combustión del gas transportado hasta él como vapor y cedido por condensación del mismo y ahora en este segundo circuito, el calor gratuito del aire exterior adquirido en las baterías evaporadoras y transmitido aquí por la solución rica en fase de absorción. Esto permite alcanzar una eficiencia energética muy elevada que alcanza, en condiciones nominales de temperatura exterior de 7°C, el 143% respecto a la energía del gas consumido.

A la salida de este circuito absorbedor, con el amoníaco ya totalmente absorbido por el agua, la solución rica traspasa de nuevo la válvula inversora por las bocas 13 y 14 para dirigirse, al igual que en el modo de refrigeración, hacia la bomba de solución que la enviará al rectificador para provocar la condensación del vapor de amoníaco, para pasar luego por el serpentín interno del preabsorbedor y desde él volver a iniciar el ciclo en el generador.

Por otra parte, cuando en funcionamiento invernal se forma hielo en la batería evaporadora exterior, una válvula de oportunamente situada en el circuito permite aportar vapor de amoníaco caliente a la línea de líquido para asegurar el desescarche sin apoyos externos ni inversiones de ciclo como sucede con el ciclo de compresión, lo que permite el funcionamiento continuo de la unidad con temperaturas exteriores de hasta -20°C.

3. CICLO DE DOBLE EFECTO A LLAMA DIRECTA A GAS CON SOLUCIÓN H₂O Y LiBr

El ciclo que se describe a continuación es el empleado por las unidades de la marca YAZAKI que utilizan como energía un combustible gaseoso (gas natural o GLP).

El fluido utilizado en el ciclo de refrigeración, es una solución de agua y Bromuro de litio (LiBr) siendo el agua el refrigerante y el LiBr el absorbente. Una primera ventaja es que los agentes utilizados son totalmente inocuos para el medio ambiente. El LiBr es una sal similar a la sal común (NaCl) que como ella tiene una gran afinidad con el agua, absorbiéndola fácilmente. Por otra parte, cabe saber que a una presión absoluta de 0,9 kPa (muy por debajo de la presión atmosférica) el agua se evapora a solo 3°C.

3.1. CICLO DE REFRIGERACIÓN

Empezamos en el generador, donde la solución acuosa (denominada en este punto solución diluida) está a una temperatura de 135°C con un contenido del 54% de LiBr. Por efecto del calor aportado por el quemador de gas, la temperatura de la solución diluida asciende hasta un valor nominal de 147°C y a una presión a 75 kPa, lo que provoca la ebullición del agua que asciende a través de la bomba de burbujas hasta alcanzar el separador principal el cual es atravesado únicamente por el vapor de agua.

Como resultado de la separación del vapor, la solución restante se concentra a un valor de 56% de LiB en agua (solución semiconcentrada) la cual fluye del separador hacia el intercambiador de alta temperatura donde es enfriada por la solución diluida hasta 75°C entrando a continuación en el generador de baja temperatura. En paralelo, el vapor de agua a la temperatura de 147°C, después de atravesar el separador principal, circula por el circuito primario del generador de baja temperatura aportando calor a la solución semiconcentrada que está en el secundario de éste. Como consecuencia de este intercambio de calor, parte del agua de la solución semiconcentrada hierve liberando vapor refrigerante adicional a una temperatura de 78°C y una presión de 5,6 kPa. Esta segunda separación de vapor de la solución permite aumentar el rendimiento de la máquina y es la razón por la que esta variante del ciclo se denomine de doble efecto.

El vapor separado en el generador de baja temperatura atraviesa el separador secundario y alcanza el condensador donde se reúne con el vapor generado en la primera etapa, o sea, en el generador de alta temperatura.

En el condensador, el circuito por el que circula el agua de enfriamiento procedente generalmente de una torre evaporativa, enfría el vapor hasta 41°C condensándolo y formando el agua que es el líquido refrigerante. Éste líquido entra en el evaporador debido a la diferencia

de presión y al encontrarse en un espacio donde la presión absoluta es de solo 0,7 kPa se evapora a una temperatura de 3,3°C adquiriendo el calor necesario para ello del agua a refrigerar que está circulando por un serpentín situado dentro del evaporador. Gracias a ello el agua del circuito de refrigeración desciende a la temperatura de 7°C.

Mientras, la solución semiconcentrada al reducir su contenido de agua por efecto de la evaporación en el generador de baja temperatura, concentra su contenido de LiBr hasta un 58% por lo que pasamos a denominarla solución concentrada. En estas condiciones fluye a través del intercambiador de calor de baja temperatura donde cede calor a la solución diluida que circula por su circuito secundario reduciendo su temperatura hasta 40°C. A continuación la solución concentrada entra en el absorbedor que es un espacio compartido con el evaporador y en el que se encuentra un serpentín por el que circula agua de enfriamiento a una temperatura máxima de 29,5°C procedente de una torre evaporativa externa a la máquina. Dentro del absorbedor el LiBr de la solución concentrada, gracias a su alta afinidad con el agua, absorbe el vapor producido en el evaporador lo que permite mantener constante la presión en éste. Al mismo tiempo, el agua de enfriamiento que circula por el serpentín del absorbedor elimina durante el proceso de absorción el calor aportado al vapor de agua en el evaporador.

Como toda el agua separada de la solución en los dos generadores, el de alta y el de baja temperatura, ha llegado finalmente al absorbedor, en este espacio la solución se diluye de nuevo hasta el 54% inicial, o sea, vuelve a ser solución diluida. Desde el absorbedor, dicha solución es aspirada por la bomba de solución haciéndola pasar primero por el intercambiador de baja temperatura calentándose como hemos visto antes con el calor cedido por la solución concentrada y a continuación por el intercambiador de calor de alta temperatura donde, como también hemos visto, adquiere el calor cedido por la solución semiconcentrada, entrando finalmente en el generador de alta temperatura donde de nuevo se inicia el ciclo.

Las temperaturas y los niveles de concentración del LiBr pueden sufrir algunas variaciones según el fabricante e incluso el modelo del equipo. El ciclo descrito es el denominado de circuito en serie ya que los fluidos circulan en serie a través de los distintos dispositivos. Algunos fabricantes han introducido variaciones a este circuito, especialmente en unidades de gran potencia, con el propósito de disminuir la cantidad de fluido a circular y el volumen de la máquina.

3.2. CICLO DE CALEFACCIÓN

Para conseguir calentar el agua con el fin de cubrir con el mismo aparato las necesidades de calefacción, se procede a abrir la válvula de cambio de ciclo y se interrumpe la circulación del agua de enfriamiento procedente de la torre evaporativa. Debe también cambiarse el ciclo en el control electrónico del sistema con el fin que adopte la lógica correspondiente a este servicio.

Al igual que en el proceso de refrigeración, al hervir la solución en el generador de alta temperatura el vapor asciende junto con gotas de solución semidiluida a través de la bomba de burbujas, pero al estar ahora abierta la válvula de cambio de ciclo, el vapor caliente accede al evaporador a través del tubo de bypass donde está colocada dicha válvula, ascendiendo dentro de él y condensándose en la superficie del serpentín por el que circula el agua de la instalación (el mismo por el que circula el agua a refrigerar en modo de refrigeración), cediendo a esta el calor de condensación y haciendo que aumente su temperatura. Al mismo tiempo, una parte del vapor fluye a través del generador de baja temperatura y el condensador, pero como por éste no circula el agua de enfriamiento procedente de la torre, no puede producirse la condensación y accede también al evaporador en fase vapor condensándose igualmente sobre el serpentín del agua a calentar cediendo a ésta su calor latente.

La solución diluida, por su parte, se acumula en el colector inferior del absorbedor de donde la bomba de solución le obliga a circular por los intercambiadores de calor hasta alcanzar el generador de alta temperatura donde vuelve a iniciarse el ciclo.

4. CICLO DE SIMPLE EFECTO POR AGUA CALIENTE CON SOLUCIÓN H₂O Y LIBR

El ciclo que se describe a continuación es el empleado por las unidades de la marca YAZAKI que utilizan como fuente de energía el calor contenido en un circuito de agua caliente procedente de un campo de paneles de captación solar térmica, del calor residual de una planta de cogeneración por motor térmico o turbina, o de cualquier otro sistema de recuperación de calor gratuito o residual. Si bien utilizamos el diseño esta marca representada por ABSORSISTEM, la tecnología es la misma en todos los equipos por ciclo de absorción de simple efecto.

El fluido utilizado en el ciclo de refrigeración, es una solución de agua y Bromuro de litio (LiBr), siendo el agua el refrigerante y el LiBr el absorbente. Una primera ventaja es que los agentes utilizados son totalmente inocuos para el medio ambiente. El LiBr es una sal similar a la sal común (NaCl) que como ella tiene una gran afinidad con el agua, absorbiéndola fácilmente. El otro aspecto importante para entender como puede utilizarse el agua como refrigerante, es saber que ésta, cuando se encuentra en un espacio en el que la presión absoluta está muy por debajo de la atmosférica y que en este caso es de únicamente de 0,9 kPa (9 mbar en vez de 1013 que es la presión atmosférica nominal), el agua se evapora (hierve) a tan solo 3°C.

Empezamos en el generador, donde la solución acuosa (denominada solución diluida) contiene un 52% de LiBr. Por el circuito primario del generador circula el agua caliente que aporta la energía necesaria para hacer funcionar el sistema. Esta agua caliente entra nominalmente a una temperatura de 88°C en el circuito primario del generador saliendo de él a 83°C. Mientras, en el circuito secundario del generador, o sea en el circuito de refrigeración, la presión absoluta es de 13 kPa. Como efecto del calor aportado por el circuito primario de agua caliente, el agua de la solución diluida entra en ebullición y el vapor formado se encamina hacia el recipiente contiguo que es el condensador. Debido a esta separación de vapor, la solución restante, denominada solución concentrada, se concentra hasta un 56% de LiBr dirigiéndose en estas condiciones hacia el intercambiador. Mientras, en el condensador, el vapor de agua es enfriado hasta 36°C gracias al circuito de agua procedente, por ejemplo, de una torre de enfriamiento y que entra a la máquina a una temperatura de 31°C, condensando el vapor de agua y convirtiéndolo en líquido. Este líquido refrigerante, es introducido por diferencia de presión en el evaporador donde se mantiene una presión absoluta de 0,9 kPa, por lo que se evapora a 3°C adquiriendo el calor necesario para ello del circuito de agua a refrigerar, rebajando su temperatura a 7°C suponiendo que ha entrado de la instalación a 12°C.

Al mismo tiempo, la solución concentrada al 56% de LiBr procedente del generador fluye en el absorbedor que comparte espacio y presión con el evaporador, siendo el vapor de agua contenido en este absorbido por el LiBr debido a su afinidad con el agua, diluyendo la concentración de LiBr de nuevo al 52%. Ello permite eliminar el vapor a medida que se produce y continuar manteniendo la presión de 0,9 kPa en el espacio compartido por el evaporador y el absorbedor. El fenómeno de la absorción produce calor que a su vez es eliminado por el mismo circuito de enfriamiento antes de dirigirse al condensador. Finalmente, la solución diluida al 52% de LiBr por la absorción del vapor, es aspirada por la bomba de solución (SP) para enviarla de nuevo al generador donde se reinicia el proceso, pasando previamente por un intercambiador de calor que permite aumentar el rendimiento del ciclo.

5. CICLO DE COMPRESIÓN

El ciclo de refrigeración por compresión mecánica de un fluido en fase gaseosa, es el más comúnmente utilizado y por lo tanto también el más conocido. En su aplicación convencional, el compresor es accionado por un motor eléctrico, existiendo diversas configuraciones en su acoplamiento: éste puede ser abierto, cuando el eje del compresor está externamente unido al motor eléctrico, hermético cuando ambos están contenidos en sólo envoltorio hermético y las partes mecánicas son enfriadas por el propio retorno del refrigerante; semi-hermético cuando ambos dispositivos, compresor y motor comparten su acoplamiento en caja cerrada, pero el motor se enfría de manera convencional por medios externos.

Con este mismo ciclo frigorífico puede accionarse el compresor con un motor endotérmico utilizando como combustible gas natural o GLP en fase vapor. En todos los casos se trata de la configuración abierta, con un compresor conectado al extremo del motor endotérmico mediante un dispositivo amortiguador para evitar la transmisión de vibraciones.

El ciclo de compresión, al igual que en el ciclo de absorción, se obtiene el efecto frigorífico aprovechando que el fluido utilizado como refrigerante necesita obtener de su entorno el calor necesario para pasar del estado líquido al de vapor cuando es introducido en un espacio donde la presión es notablemente inferior a la que estaba sometido cuando se encontraba en fase líquida, antes de entrar en él. La temperatura de evaporación (ebullición) depende de la presión, pero todos los líquidos necesitan calor para hervir e inversamente, su vapor debe perder calor para condensarse y volver al estado líquido.

El gas refrigerante es comprimido en el compresor y descargado a alta presión en la tubería que lo conduce al condensador donde, al ser enfriado se condensa cediendo calor al medio enfriador. Ya en fase líquida, el refrigerante, que continua sometido a alta presión por efecto del compresor, se dirige por la tubería llamada línea de líquido hacia la válvula de expansión que permite reducir su presión al entrar dentro del evaporador donde hierve absorbiendo el calor de su entorno, por lo tanto enfriándolo, para dirigirse finalmente a la boca de aspiración donde el ciclo se inicia de nuevo. En determinadas condiciones se coloca un depósito de líquido entre el condensador y la válvula de expansión para poder equilibrar los volúmenes de refrigerante. La zona de alta presión se extiende desde la descarga del compresor hacia la válvula de expansión, mientras que la de baja abarca el tramo comprendido desde la descarga de la válvula de expansión hasta la boca de aspiración del compresor.

Los fluidos utilizados como refrigerantes en los ciclos de compresión, son principalmente los que pertenecen a la familia de los hidrocarburos halogenados. No obstante, los del tipo Clorofluorocarbono totalmente halogenados sin presencia de átomos de hidrógeno en su composición química, llamados CFC: (Flúor, Carbono, Cloro), empleados hasta hace relativamente poco (año 1995) han sido prohibidos al agredir en gran medida la capa de ozono y ser responsables del efecto invernadero. También está prevista y regulada la desaparición en el 2015 de los denominados HCFC (Hidrógeno, Carbono, Flúor, Cloro), similares a los anteriores pero que contienen átomos de hidrógeno en su molécula siendo por ello menos estables y descomponiéndose antes el alcanzar la estratosfera, teniendo por lo tanto un reducido potencial de destrucción de la capa de ozono. Por último, existen los llamados HFC: (Hidrógeno, Flúor, Carbono), que son Fluorocarbonos sin cloro, con átomos de hidrógeno, sin potencial destructor del ozono dado que no contienen cloro.

Estos refrigerantes pueden ser puros o mezcla de diferentes gases, las cuales pueden ser azeotrópicas o no serlo. Las mezclas azeotrópicas están formadas por tres componentes y se comportan como una molécula de refrigerante puro.

Las mezclas no azeotrópicas están formadas por varios componentes pero la mezcla no se comporta como una molécula de refrigerante puro. Por lo tanto la carga de refrigerante que funciona con estos gases se ha de realizar siempre por líquido ya que cada gas se comporta de diferente manera en estado gaseoso. Además, este tipo de mezclas tiene el llamado *deslizamiento*, lo que significa que a la misma presión la temperatura es distinta si está en estado gaseoso o en estado líquido. Este deslizamiento puede ser desde 1º hasta 7ºC. También existen refrigerantes que son fluidos inorgánicos, como el amoníaco (NH_3), el anhídrido carbónico (CO_2) y el anhídrido sulfuroso (SO_2). Por último, también se utiliza en alguna instalación doméstica el isobutano, denominado R-600 y que es altamente inflamable.

TÍTULO 6.- LAS PLANTAS SATÉLITES DE GNL

1. ORÍGENES DE LAS PLANTAS SATÉLITES DE GNL

Las primeras plantas de licuación de gas natural para recorte de puntas se instalaron en la década de los cuarenta en Estados Unidos, con el fin de satisfacer demandas de consumo punta estacionales en redes de distribución de gas natural ya saturadas: en épocas de baja demanda el gas es licuado y almacenado en grandes depósitos criogénicos, en general de una capacidad del orden de las decenas de miles de m^3 de GNL, y nuevamente regasificado y emitido a la red en épocas de elevada demanda.

A partir de estas plantas establecidas como base, nacieron de un modo periférico las llamadas plantas satélites con idénticas funciones pero de menor tamaño, del orden de los cientos o miles de m³, desprovistas de unidades de licuación y abastecidas con GNL por transporte terrestre mediante autocisternas o ferrocarril.

El número de plantas de peak-shaving y satélites instaladas en Estados Unidos ha sido significativo. Después de los primeros tanteos en la década de los cuarenta, la actividad no se reanudó hasta finales de los sesenta, con una elevada actividad entre 1970 y 75, y un número total de plantas construidas de aproximadamente 30 en aquel periodo.

En Europa el balance final no ha sido tan espectacular y tan solo se contabilizan algunas plantas de peak-shaving con licuación propias en Inglaterra, Alemania, Bélgica y Holanda, y algunas plantas satélite para usos concretos establecidas de un modo aislado y no sistemático.

En 1997 se contabilizaban plantas de peak shaving activas en: Estados Unidos (55), Reino Unido (5), Canadá (3), Alemania (2), y con una, Argentina, Australia, Bélgica y Holanda, mientras que el número de plantas satélite activas era de: Estados Unidos (39), Japón (33), España (31), Alemania (11), Reino Unido (4), Suiza (1) y Australia (1).

Indicar a título anecdótico, que la que parece ser la decana de las plantas satélites activa en 1999, es la de Borrego Springs, en el desierto de California, puesta en servicio en 1968 para abastecer un parking de 300 caravanas (mobile homes), con dos depósitos de 23 y 30 m³ y regasificación atmosférica, y que a lo largo de estos años ha recibido suministros desde California, Oregón, Alabama y Wyoming.

La segunda, probablemente sea la que abastece la ciudad de Figueres (Girona), puesta en servicio en 1970 y que todavía sigue activa después de más de 30 años de actividad.

1.1. EN ESPAÑA

En España, en donde el primer gas natural llegó en forma de GNL (1969), y sin una infraestructura previa de redes de gas natural, la idea de la expansión de consumos hacia nuevas zonas y núcleos de población a través de plantas satélite, estuvo marcadamente presente en las iniciativas de expansión.



La primera planta satélite en España se puso en servicio en Noviembre de 1970 en la ciudad de Figueres (Girona) cuando hacía menos de un año de las primeras descargas de GNL en Barcelona. En marzo de 1971 se habían instalado ya 4 plantas.

A modo de resumen se han incluido 3 síntesis estadísticas con las plantas satélite contabilizadas a lo largo de tres periodos:

1º Período: 1970-1984 (15 años)

Las consecuencias más relevantes que pueden extraerse de esta actividad en sus 15 primeros años es la siguiente:

La totalidad de las plantas se distribuyeron entre usuarios industriales (9) y fábricas de gas ya existentes (7), notándose la falta de referencias en el campo de las distribuciones doméstico comerciales, uno de los objetivos originalmente más claramente deseados.

Del total de plantas industriales, tan solo tres fueron para avanzar consumos en espera de la llegada de la red de gas natural a corto o medio plazo. El resto fueron motivos claramente económicos de sustitución de GPL por gas natural.

La sustitución de GPL y naftas fue también la causa de su empleo en fábricas de gas.

La mayoría de plantas se concentró en zonas próximas a la terminal de Barcelona, única existente en la época, en parte por su carácter marcadamente industrial, aunque ya se detectan los primeros intentos de alcanzar zonas más alejadas: Barcelona (7), Girona (5), Tarragona (2), Navarra y Zaragoza.

2º Período: 1985-1994 (10 años)

Se añadieron durante este período 11 nuevas plantas:

- 6 en industrias
- 1 en laboratorio de ENAGAS
- 3 en ciudades con Fcas. De Gas existentes (Lérida, Málaga y Cádiz)
- 1 en una nueva Distribución de gas (Albacete)

Siguió pues la atonía en la construcción de nuevas plantas, pese al hecho de haber entrado en servicio las dos nuevas terminales de Huelva y Cartagena. Cabe hacer constar que se instala en

este período la primera planta satélite para cogeneración (Casa Tarradellas-Vic), empleo que en el tercer período representaría una de las aplicaciones más frecuentes y deseadas, que está en la base del actual auge de las plantas.

3er Período: 1995-1999 (5 años)

La expansión se inició en 1995, siendo creciente hasta la actualidad. La estadística, no puede ser del todo exacta por el trasiego y recompra de plantas existentes. Una vez las plantas son substituidas por un abastecimiento por red, dificulta su contabilización. La situación que presentaba en Octubre de 2001 con el número de plantas activas era de 76 industriales y 52 Distribuidoras.

A fecha de Marzo de 2002, el número de plantas activas es de 100 industriales y 58 de distribuidoras. Hay además 9 plantas de distribución en Portugal abastecidas desde España.

2. REQUISITOS MÍNIMOS DE DISTRIBUCIÓN

De un modo genérico se da el nombre de Plantas Satélite de GNL al conjunto de instalaciones de almacenamiento y regasificación destinadas a suministrar gas natural a consumos locales situados en zonas no abastecidas por redes de gas natural canalizado, y en las que el abastecimiento se efectúa mediante la descarga de cisternas que por vía terrestre transportan el GNL desde una planta de abastecimiento de mayor entidad.

Esta planta o plantas de origen pueden ser terminales portuarias de entrada de GNL vía buques metaneros, como es el caso de España a través de sus plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva, o bien una planta de licuefacción de GN para recorte de emisiones punta (Planta de Peak Shaving), que por la magnitud de sus reservas de almacenamiento de GNL pueda abastecer plantas satélites situadas en su zona de influencia.

En líneas generales, la posibilidad de distribuir gas natural a través de plantas satélite implica la disponibilidad de las siguientes condiciones mínimas:

- 1ª Disponer de una planta de abastecimiento suficientemente próxima.
- 2ª Disponer de una infraestructura de transporte terrestre adecuada.
- 3ª Disponer de un mínimo desarrollo tecnológico en equipos criogénicos.
- 4ª Que las necesidades del mercado sean compatibles con los costes de GNL en origen y con la infraestructura necesaria para efectuar un abastecimiento estable y eficaz.



TÍTULO 7.- PROPULSIÓN CON TURBINAS A GAS

1. PROPULSIÓN MARINA

La historia de las turbinas a gas se remonta a los años 30, cuando la Compañía de Sir Frank Whittle diseñó la Whittle W1, la que a la postre se convirtió en la primera turbina a gas a ser implementada en una aeronave.

La industria de turbinas a gas rápidamente se desarrolló en Inglaterra a través de la familia “River” (Derwent, Nene, Tyne y Spey), hasta que en 1945 se vendieron los derechos de fabricación a los Estados Unidos por la suma de US\$ 800.000, país en donde la General Electric asumió el control de su desarrollo.

La primera turbina aeroderivativa para uso naval fue la Proteus en 1958, mientras que la primera generación de turbinas a gas de concepción naval fue la Serie RM 60, la que fue probada en la mar hacia fines de la década del 50.

Es menester indicar que un desarrollo inmediatamente posterior, que incluyó las modificaciones pertinentes a la experiencia operacional recogida en diversas latitudes del Globo por la Armada británica, permitió el diseño y construcción de la denominada Serie G6; turbinas que fueron instaladas en el HMS Ashanti y en nuestras actuales unidades clase County de la Escuadra nacional.

Posteriormente, ya en la década de los sesenta, la industria aeronáutica tuvo un importante impulso que repercutió en un diseño más compacto y eficiente de las turbinas. Fue así, como la industria naval, específicamente la orientada al diseño y construcción de unidades de combate, aprovechó el eficiente desarrollo alcanzado por la aeronáutica y asumió la construcción de la línea aeroderivativa, la cual se impuso en las principales industrias, permitiendo con ello un masivo desarrollo tecnológico, el cual se extiende hasta nuestros días.

Esta breve reseña histórica pretende mostrar dos aspectos para la reflexión:

El primero, dice la relación con la antigüedad que posee parte de la maquinaria que actualmente se encuentra operando en las unidades de la flota nacional y que habla por sí sola, del esfuerzo que sus operadores y mantenedores deben efectuar para alcanzar una adecuada confiabilidad y disponibilidad de sus sistemas de propulsión.

Pero más importante que lo anterior, dice la relación al futuro de la propulsión naval en la Institución, es la reflexión que se debe hacer en lo relativo al largo tiempo que las turbinas a gas han permanecido como la principal forma de propulsión en buques de guerra y a las ventajas que en su momento fueron percibidas por la industria naval y que luego fueron reafirmadas por la mayoría de las marinas del mundo. Es menester señalar, que en la actualidad, las turbinas a gas se presentan como la fuente motriz más utilizada en buques pertenecientes a la flota principal de las diversas marinas de guerra denominadas como “Azules”, con la capacidad de efectuar operaciones interoceánicas.

Las turbinas a gas, es importante decirlo, no sólo representan el presente de la propulsión naval, sino que sus actuales programas de desarrollo, que dicen relación con mejorar la eficiencia térmica de ellas y otros parámetros técnicos, avalan su primacía al menos durante las primeras décadas del tercer milenio que se avecina.

Las actuales configuraciones de las plantas propulsoras de unidades navales, consideran en su mayoría la instalación de turbinas a gas. Así se tienen las más comúnmente usadas CODAG y CODOG; como también otras de concepción más recientes, CODLAG (combinación Diesel Eléctrico y Gas) y la Combinación de Diesel y Gas con el sistema Water Jet.

Es necesario señalar, que en unidades de combate recientemente diseñadas o en proceso de diseño, sólo existe una configuración de la planta propulsora que no considera el uso de turbinas a gas, a saber la CODAD (Diesel and Diesel), cuyas principales ventajas comparativas dicen relación al menor costo de inversión inicial y operación, como a su menor vulnerabilidad al disminuir la huella infrarroja.

Si bien el aspecto económico continúa siendo un factor que incide favorablemente en el uso de los motores Diesel, es preciso destacar los grandes avances que en este aspecto se han alcanzado en el nuevo diseño de las turbinas a gas.

Vale mencionar, que los Costos del Ciclo de Vida Útil de las unidades implementadas con turbinas a gas es en la actualidad sólo levemente superior a los que poseen una configuración del tipo CODAD.

Existen programas en plena vigencia, tanto en Estados Unidos como en Gran Bretaña, que tienen como principal objetivo el mejorar la eficiencia de las TG, a través de la incorporación de los ciclos ICR, cuya principal característica es la de considerar en el diseño el uso de intercambiadores de calor entre los estados de compresión y la salida de la descarga de los gases.

En el caso de la turbina diseñada por Westinghouse-Rolls Royce, WR-21, cuya primera turbina se encontrará operando en una unidad de combate Estadounidense el año 2004, se prevé una eficiencia térmica del 43% promedio para potencias medias y altas, y sobre el 40% a bajas potencias.

Un beneficio adicional de esta nueva generación de turbinas a gas dice relación con la disminución de la huella infrarroja, producto de una considerable disminución de la temperatura de descarga de gases, de 1100 °F a 650 °F.

Por otro lado es importante destacar que las capacidades y características inherentes al diseño de las TG, pueden ser directamente asociadas a la concepción moderna de un buque de guerra, lo cual, a juicio del autor, debe ser una premisa ineludible al momento de seleccionar el sistema de propulsión de unidades medias y mayores de combate.

En este sentido con el objeto de corroborar la posición planteada, es posible destacar las siguientes ventajas comparativas con respecto a otras máquinas motrices:

- Menor peso y volumen vs potencia, lo cual incide en el espacio disponible para los sistemas de combate (Payload), capacidad de almacenamiento de combustible y/o futuras modernizaciones de la unidad.
- Mayor reserva de potencia, lo cual incide en una más elevada capacidad de aceleración en caso de emergencia.
- No posee limitaciones para mantener máxima potencia durante un tiempo prolongado.
- Mayor maniobrabilidad.
- Rendimiento térmico independiente de la temperatura del agua de mar.
- Excelente huella acústica, con el consiguiente silencio táctico en caso de amenaza submarina.
- Mayor disponibilidad y confiabilidad de operación.
- Excelente mantenibilidad, producto de la estrategia de mantenimiento aplicada en su diseño.



Es menester señalar, que las ventajas comparativas indicadas, han sido evaluadas por diversas marinas del mundo, dando un masivo respaldo a su utilización. Prueba de ello, ha sido la elección tomada al momento de diseñar y construir sus unidades de combate.

Entre otras aplicaciones, es posible destacar las siguientes: Unidades de Estados Unidos: Perry, Spruance, Ticonderoga; de la Marina Británica Tipo 23, 22 y 21, Australianas Anzac y muchas otras de las más prestigiosas marinas de guerra.

En resumen, la concepción moderna, probada y combativa de las turbinas a gas debe ser fundamental en el proceso de selección de la configuración de la planta propulsora de una unidad de combate.

2. PROPULSIÓN TANQUES DE GUERRA

Se han utilizado los motores de turbina de gas como unidades de potencia auxiliar (APUs) en algunos tanques y como centrales eléctricas principales en soviético/ruso T-80s y los E.E.U.U. M1 Abrams tanques, entre otros. Son más ligeros y más pequeños que diesel en la misma salida de energía sostenida pero los modelos instalados hasta la fecha son menos económicos en combustible que el equivalente en diesel, especialmente en la marcha lenta, requiriendo más combustible para alcanzar la misma gama del combate.

Diversos modelos de M1 han tratado este problema con los paquetes de la batería o los generadores secundarios para accionar los sistemas del tanque mientras que son inmóviles, combustible que ahorra reduciendo la necesidad de holgar la turbina principal.

El T-80s puede montar tres tambores externos grandes del combustible para prolongar su gama. Así pues, Rusia ha parado la producción del T-80 a favor del de motor diesel T-90 (basado en el T-72), mientras que Ucrania ha desarrollado el T-80UD y el T-84 de motor diesel con casi la energía del tanque de la turbina de gas.

Una turbina es teóricamente más confiable y más fácil de mantener que un motor de pistón, puesto que hace una construcción más simple con pocas piezas móviles, pero las piezas de la turbina experimentan en la práctica una tarifa más alta del desgaste debido a sus velocidades de trabajo más altas.

Las láminas de turbina son altamente sensibles al polvo y a la arena fina, por lo que en operaciones del desierto tienen que caber y deben cambiar filtros de aire varias veces diarias. Un filtro incorrectamente caído, o un fragmento de la bala o de la cáscara que pincha el filtro puede dañar el motor.

Como la mayoría de los motores diesel modernos usados en tanques, las turbinas de gas son generalmente motores multi-fuel.

La historia del T-80 se remonta a la década de los 60. En esta época la URSS disponía de un blindado revolucionario, el T-64, primer carro en introducir un cargador automático y blindaje compuesto. Tras la aparición de las turbinas de gas los soviéticos se interesaron mucho en la aplicación de estas en carros de combate, ya que ofrecían muchas ventajas. Las primeras versiones de este tanque entran en servicio en 1976. El T-80 fue el último tanque introducido por la URSS antes de su desaparición en 1991. Un total de 3658 se desplegarían en Europa del Este.

3. PROPULSIÓN LOCOMOTORAS

Una locomotora turbina-eléctrica de gas, o GTEL, es una locomotora que utiliza la turbina de gas para conducir generador eléctrico o alternador. La corriente eléctrica producida se utiliza para accionar motores de tracción. Este tipo de locomotora fue lanzada en 1920 pero alcanzó su pico en los años 50 a los años 60. La turbina (similar a turboárbol el motor) conduce un eje de salida, el cual conduce el alternador vía un sistema de engranajes.

Pocas locomotoras utilizan este sistema hoy.

Las turbinas de gas se utilizan encendiendo naves, locomotoras, helicópteros, y tanques. Un gran número de vehículos se han conducido con la turbina de gas accionada.

4. PROPULSIÓN AERONAVES: AVIONES Y HELICOPTEROS

Rolls Royce tiene diseños de turbinas a gas para aviones como el Concorde, así como para aeronaves militares, como el Helicóptero Apache o el Avión de carga Hercules C-130J.

There are four main types of gas turbine:
the turbojet, turbofan, turboprop and turboshaft

Turbojet

- Simplest form of gas turbine
 - High velocity hot gas provides thrust
 - High fuel burn and high noise levels

Application

- Most famously the Olympus 593 that powered Concorde
- Military aircraft

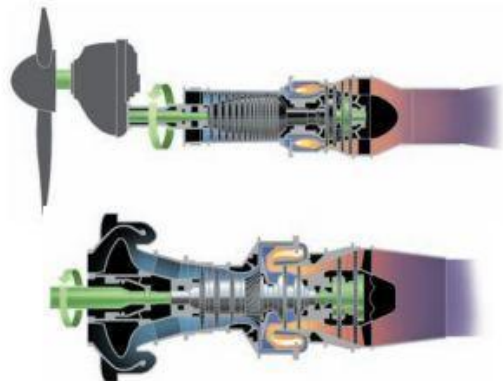


Turboprop and Turboshaft

- The exhaust stream drives an additional turbine -
 - This turbine drives a propeller or a helicopter rotor system
 - The propeller accelerates air generating thrust or lift

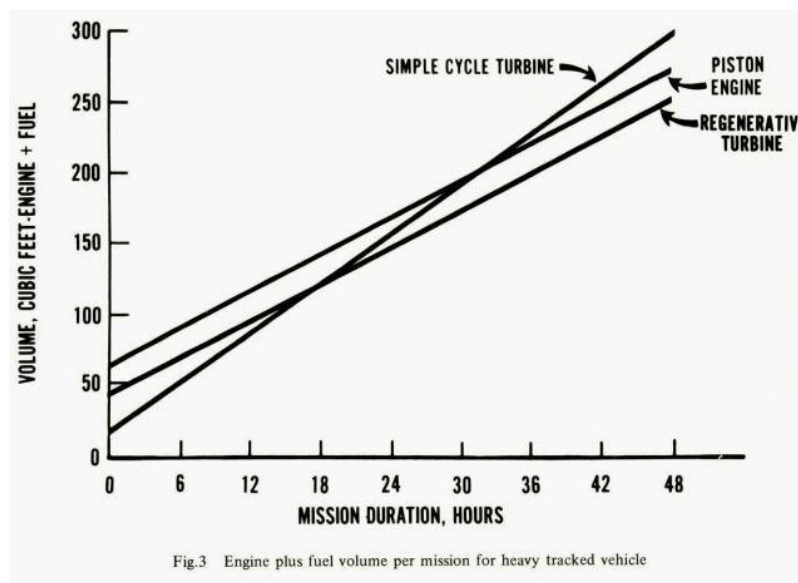
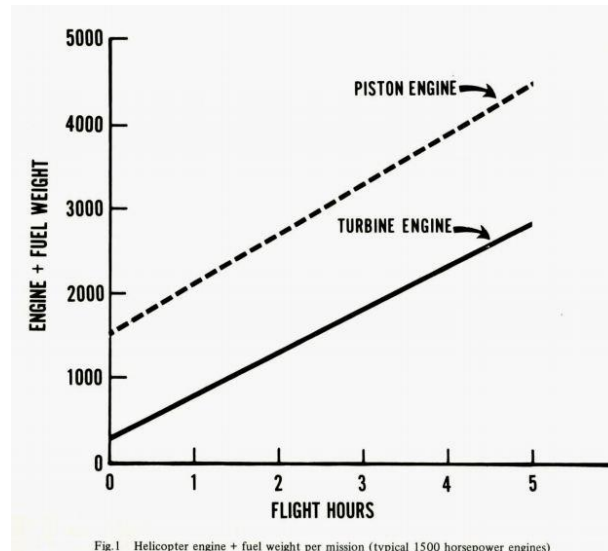
Application

- AE2100, the world's leading high power turboprop, powering the Hercules C-130J
- RTM322 turboshaft powering Apache helicopters



Rolls-Royce. 'Gas turbine technology'. (2007). http://www.rolls-royce.com/Images/gasturbines_tcm92-4977.pdf

La principal ventaja de la turbina frente al motor de explosión es el aligeramiento de peso del conjunto motor + combustible:



AGARD. 'Small gas turbines for helicopters and surface transport'. Lecture N° 46. (1971). <http://ftp.rta.nato.int/public//PubFullText/AGARD/LS/AGARD-LS-46/AGARDLS4671.pdf>

5. PROPULSIÓN AUTOBUSES

El informe de agosto de 2002 de US Department of Energy Energy Efficiency & Renewable Energy: “Technical Assessment of Advanced Transit Bus Propulsion Systems” para Dallas Area Rapid Transit (DART), entre otros, cita: “Los datos de emisiones para la microturbina Capstone de 60 kW son limitadas.” (US Department of Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto 2002). Technical Assessment of Advanced Transit Bus Propulsion Systems for Dallas Area Rapid Transit (DART). http://www.afdc.energy.gov/pdfs/dart_tech_assess.pdf). Sin embargo, hay algunos resultados preliminares de laboratorio reportados por AVS, junto con las emisiones de la microturbina 30 kW en los tres combustibles disponibles.

El motor de 60 kW debería satisfacer las normas de emisión 2004 y 2007 de NO_x y HC / NMHC utilizando el GNC como combustible (basado en los resultados de laboratorio preliminares). También está claro que las turbinas de 30 kW cumplen con todos los estándares de emisiones de 2004 para los tres combustibles (diesel, GNC y GLP).

Sin embargo, sólo las partículas y las emisiones de CO reúnen las normas 2.007 (para los tres combustibles), mientras que tanto el NO_x y HC / NMHC no se cumplen normas de 2007 (para los tres combustibles). Debe tenerse en cuenta que estos son las emisiones sin el uso de dispositivos de postratamiento. Si se utilizan dispositivos de tratamiento posterior, posiblemente pueden cumplirse las emisiones de 2007.



Ilustración 26.- AVS LNG Turbine Hybrid Electric Bus in Tempe, Arizona

US Department of Energy Efficiency & Renewable Energy. ‘Technical Assessment of Advanced Transit Bus Propulsion Systems for Dallas Area Rapid Transit (DART)’. (Agosto 2002). http://www.afdc.energy.gov/pdfs/dart_tech_assess.pdf



SECCIÓN 3.- USO PARA EL TRANSPORTE (GNV O GNAUTO): GNC, GNL Y LPG

TITULO 1.- TRANSPORTE TERRESTRE

El gas natural puede ser utilizado como combustible por los vehículos a motor bien como gas natural comprimido (GNC), la forma más común, o como gas licuado GNL o LPG.

Los vehículos que emplean gas natural emiten muchos menos contaminantes que aquellos de gasolina o gasoil. Es un combustible libre de plomo que no genera prácticamente óxidos de azufre ni partículas en suspensión. Se estima que los vehículos que utilizan este tipo de combustible emiten un 20% menos de gas con efecto invernadero que los vehículos que funcionan con gasolina o con gasoil.

El parque automovilístico que funciona con gas natural es de más de 11'3 millones de vehículos en todo el mundo, a fecha de dic-2009 (Natural Gas Vehicle Worldwide 1991-2009, dic-2009).

1. GAS NATURAL VEHICULAR: GASOCENTROS

Los gasocentros están compuestos básicamente en función de la forma en que suministren el combustible, por el tanque o tanques de almacenamiento, regasificador, compresor, y los surtidores.

Los dispensadores del GNL permiten una carga rápida de los tanques de las unidades de transporte.

1.1. PLANTA MOVIL DE REGASIFICACIÓN

La invención consiste en un equipo móvil que comprende una pluralidad de componentes montados en forma compacta sobre una plataforma arrastrada por un vehículo.

Dichos elementos forman el depósito cisterna criogénica de GNL, vaporizador atmosférico, válvula de seguridad por baja temperatura de gas, regulador de presión de salida, bidón odorizador, válvula de accionamiento neumático, transmisores de presión y de nivel del depósito, sonda y termostato de seguridad relativos a la temperatura del gas, y cuadro de control que activa el envío de aire comprimido para el suministro del gas cerrando el circuito fluidodinámico correspondiente.



El cuadro de control está provisto de medios telemáticos para su comunicación con el centro de control que supervisa el funcionamiento y planifica la reposición de líquido en el depósito.

Patente concedida a ROS ROCA, S.A.; Fecha de Concesión: 06/02/2006

2. GAS NATURAL VEHICULAR : GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

Se pueden convertir a GNC los automóviles alimentados con gasolina, ya sea que tengan carburador o posean sistema de inyección. Es importante que el automóvil que se pretenda transformar a GNC esté en buenas condiciones de funcionamiento, especialmente en lo que respecta a encendido e instalación eléctrica.

El costo de instalación de un equipo de GNC varía de acuerdo al tipo de automóvil, si utiliza carburador, o tiene un sistema de inyección. Y varía también de acuerdo con la capacidad del / los tanques que se instalan.



3. GAS NATURAL VEHICULAR: GNL AUTO

3.1. GNL AUTO EN ESPAÑA

Mercedes-Benz España ha hecho entrega a Acotral, Interproveedor de Mercadona, de la primera unidad del Econic GNL, la primera tractora de España propulsada por gas natural licuado (GNL).

En una primera fase, este camión se utilizará para el transporte de mercancía hasta la base logística de la empresa, para después incorporar un circuito de distribución urbana en supermercados. De esta forma será posible verificar la versatilidad y adaptación al trabajo diario de un vehículo de estas características.

Concepto a la medida con cabina baja

En 1998 el Mercedes-Benz Econic entró a formar parte de la amplia gama de camiones Mercedes-Benz. Su éxito no es fruto de la casualidad, sino de un concepto desarrollado a la medida para las exigencias de los clientes en sus campos de aplicación principales: la recogida de residuos y las tareas de distribución.

La amplia cabina con piso completamente plano y ventanillas grandes se fabrica en aluminio, y se encuentra por delante del eje delantero. Gracias al bastidor acodado del Econic, el acceso a la cabina es extremadamente bajo. En el bastidor bajo se dispone de mucho espacio para montar carrocerías grandes, con una confortable altura de carga.

El centro de gravedad bajo y el chasis con suspensión neumática integral son la clave de una maniobrabilidad, con excelentes propiedades dinámicas.

Nuevo: tractora Econic con motor de gas natural

En otoño de 2007, se presentó por primera vez una tractora Econic de gas natural como prototipo, y las primeras unidades en serie se empezaron a entregar en 2009.

Gracias a las emisiones bajas de dióxido de carbono en, la ausencia de emisiones de partículas, un nivel bajo de ruidos y la homologación EEV, la tractora Econic de gas natural se convirtió en una opción ideal para las tareas de distribución en zonas con exigencias especiales de compatibilidad ambiental.



Hay disponibles dos tecnologías diferentes de gas natural: GNC (gas natural comprimido) con una autonomía de unos 350 km, y la versión con gas natural licuado GNL., además, ofrece una serie de ventajas frente a los vehículos propulsados con diésel además del menor coste del combustible. Cabe destacar que es especialmente ecológico.

El gas natural se licua por refrigeración a 161,5 grados bajo cero. La elevada densidad energética resultante del GNL se traduce en mayores autonomías, de 800 km a 1.000 km con el contenido de los depósitos.

Las emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero son inferiores al diésel convencional en un 20%. En cuanto a la contaminación acústica, ésta también se ve beneficiada al reducirse entre 3 y 6 db, lo que representa un 50% menos que un Econic diésel equivalente.

El motor M 906 LAG de esta versión entrega 279 CV y, gracias a la sobrealimentación, un par de motores de 1.000 Nm. Está asociado a un cambio automático de seis velocidades, lo que ofrece un gran agrado de conducción sobretodo en trayectos urbanos.

Este vehículo satisface la normativa de homologación más exigente en la actualidad, la directiva voluntaria EEV, y puede pedirse como opción con el certificado de compatibilidad medioambiental «Blauer Umweltengel». Este distintivo documenta tanto el bajo nivel de emisiones y de ruidos como procedimientos de producción especialmente respetuosos con el medio ambiente.



TÍTULO 2.- USO PARA EL TRANSPORTE MARÍTIMO

Acuerdo sobre el GNL para transporte marítimo:

El presidente de la Autoridad Portuaria de Vigo, Ignacio López-Chaves, y el CEO de Natural Gas Services, Josep Codorniu, han firmado un acuerdo marco, único en su tipo en España, para el desarrollo de soluciones sustentables para la movilidad en el área portuaria. Las entidades han acordado analizar la implementación del gas natural como combustible para todas las embarcaciones y proponer recomendaciones que reduzcan el impacto ambiental del transporte marítimo.

El acuerdo, que tiene una duración de dos años (renovable), tiene el objetivo primordial de proponer, diseñar y evaluar proyectos conjuntos que utilicen motores a gas natural licuado (GNL) dedicados o combustible-duales (gas/diesel). A tal fin, Natural Gas Servicios hará un análisis de las capacidades de conversión a gas natural y, si el resultado es técnica y económicamente viable, solicitará la concesión de un lote para la construcción de instalaciones de carga de GNL en el Puerto de Vigo. Así pues, el número de buques propulsados con GNL pasará de los 25 actuales a miles durante la próxima década.

Las exigencias de la Organización Marítima Internacional de que los barcos utilicen combustibles más limpios para 2020 van a provocar que, en la próxima década, el número de buques propulsados por gas natural licuado (GNL) pase de los 25 actuales a miles en pocos años. Así lo aseguraron los especialistas del sector en la feria marítima Marintec China 2011, que se celebra en Shanghái, según recoge el diario oficial "Shanghai Daily". A las exigencias medioambientales se sumará el encarecimiento del petróleo, por lo que "creemos que habrá pedidos de unos 500 barcos propulsados con GNL hacia 2015, y serán miles hacia 2020", aseguró Remi Eriksen, jefe de operaciones de la firma de clasificación marítima Det Norske Veritas, una de las mayores del sector.

En la actualidad apenas hay unos 25 barcos que usan GNL como combustible, la mayoría de ellos en el Mar del Norte, pero el sector espera que esto cambie rápidamente en los próximos años.

La Organización Marítima Internacional exige que, para 2020, los barcos utilicen combustibles que contengan menos de un 0,5% de dióxido de sulfuro, que provoca lluvia ácida, un límite que actualmente está fijado en el 4,5%.



Ya a partir de 2015 ese límite se verá rebajado a un 0,1% del combustible en las llamadas Zonas de Control de Emisiones, que incluyen el Mar del Norte en Europa y las costas de Norteamérica.

El transporte de gas natural licuado a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ ha evolucionado con la mejora en los materiales y diseño pero el concepto clásico de transporte de GNL, con terminales de licuefacción, buques metaneros para el transporte y terminales de regasificación, ha permanecido constante durante casi 40 años. El concepto clásico se mantiene en boga y mantiene perspectivas de crecimiento, pero además se han desarrollado soluciones tecnológicas innovadoras que permiten acceder a nichos de mercado no explotables mediante el sistema clásico. En particular es necesario hacer mención a tres soluciones:

- la regasificación a bordo de buques regasificadores (denominados FSRU, Floating Storage and Regasification Unit).
- la licuefacción a bordo de plantas de licuefacción flotantes (denominadas FLNG, Floating Licuefaction Natural Gas).
- y el transporte de gas natural comprimido a bordo de buques (denominado CNG).

Todas las soluciones incrementan el abanico de posibilidades de desarrollo del mercado de GN. En el primer caso, el buque regasificador se interpreta como una mejora importante de capacidad logística en la entrega de gas natural aplicable a diferentes escenarios, desde mercados reducidos con poca capacidad para implementar una planta de regasificación estándar, mercados con estacionalidad o puertos offshore como la solución de “Deepwater Port” (solución que permite al buque descargar el gas a alta presión offshore mediante boya STL). Además de sus ventajas logísticas la solución FSRU tiene la ventaja de un menor impacto local evitando las posibles reticencias locales o falta de espacio requeridas para la implementación de una solución de regasificación en tierra.

Las plantas FLNG abren la producción de LNG a prospecciones que de otro modo no sería explotables por ser su tamaño inferior al “break even” requerido para un proyecto estándar de licuefacción, dado que la plataforma FLNG puede desconectarse, es posible implementarla en otra ubicación una vez explotada la prospección. También resulta rentable la explotación de campos de gas offshore para los que la inversión en pipeline podía hacer no rentable el proyecto.



TÍTULO 3.- USO PARA EL TRANSPORTE AEREO

Qatar Airways operó el primer vuelo del mundo usando gas natural, creando así una potencial fuente de combustible de avión para el futuro. El combustible del jet fue hecho usando un proceso desarrollado por “Royal Dutch Shell” llamado “*de gas a liquido*” y ayudó a darle poder a un Airbus A340 – 600 desde el aeropuerto de Gatwick en Londres, a la capital de Qatar, la ciudad de Doha. Qatar y sus socios internacionales de la industria petrolera están invirtiendo millones de dólares para promover la exportación de 77 millones de toneladas de gas natural licuado a bordo de naves. El proyecto del combustible de avión abre un potencial mercado para el gas de Qatar.

SECCIÓN 4.- EL BIOGAS

El biogás es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos (bacterias metanogénicas, etc.) y en determinadas condiciones. Cuando la materia orgánica se descompone en un ambiente anaeróbico (en ausencia de oxígeno) las bacterias actúan generando biogás. Está compuesto básicamente por metano (CH₄) entre un 55% - 70%, dióxido de carbono (CO₂) y pequeñas proporciones de otros gases y tiene características similares al gas natural.

Una planta de biogás en una explotación ganadera es una instalación donde se mezclan los purines con materia orgánica y se realiza lo que se conoce con el nombre de *codigestión anaeróbica*.

La codigestión se basa en mezclar diferentes sustratos para que se compensen entre si y se obtenga una producción de biogás óptima y una biomasa digerida, como buen biofertilizante para aplicar en los campos. El biogás producido se valoriza en un equipo de cogeneración y el resultado final es energía eléctrica y térmica de origen renovable.

En principio el biogás puede ser utilizado en cualquier equipo comercial diseñado para uso con gas natural.

El biogás mezclado con aire puede ser quemado en un amplio espectro de artefactos descomponiéndose principalmente en CO₂ y H₂O. El requerimiento de aire mínimo sería del 21% pero esta cifra debe ser aumentada para lograr una buena combustión.

La relación aire-gas puede ser ajustada aumentando la presión del aire, incrementando la apertura de la válvula dosificadora de gas (el biogás requiere de una apertura 2 a 3 veces mayor a la utilizada por el metano puro y modificando la geometría del paso de aire desde el exterior).

Debido al contenido de dióxido de carbono, el biogás tiene una velocidad de propagación de la llama lenta, 43 cm/seg. y por lo tanto la llama tiende a escaparse de los quemadores. La presión para un correcto uso del gas oscila entre los 7 y los 20 mbar.



Se debe tener especial cuidado en este aspecto debido a que se deberán calcular las pérdidas de presión de salida del gasómetro (adicionándole contrapesos en el caso de gasómetros flotantes).

TÍTULO 1.- APLICACIONES DEL BIOGAS

Los principales artefactos que utilizan biogás juntamente a su consumo medio y su eficiencia son:

- Las cocinas y calentadores son fácilmente modificables, agrandando el paso del gas de los quemadores. La amplia disponibilidad de este tipo de equipos hace promisoría e interesante su utilización a gran escala.
- Las lámparas a gas tienen una muy baja eficiencia y el ambiente donde se las utilice debe estar adecuadamente ventilado para disipar el calor que generan.
- Las neveras constituyen un interesante campo de aplicación directo del biogás debido a que tienen un consumo parejo y distribuido a lo largo de las 24 horas del día lo cual minimiza la necesidad de almacenaje del gas. Estos equipos funcionan bajo el principio de la absorción (generalmente de ciclo amoníaco refrigerante - agua absorbente).
- Recientemente se han desarrollado equipos para el enfriamiento de leche y/u otros productos agrícolas lo que abre un importante campo de aplicación directa y rentable del mismo.
- Los quemadores infrarrojos comúnmente utilizados en la calefacción de ambientes (concretamente en criadores y parideras) presentan como ventaja su alta eficiencia lo cual minimiza el consumo de gas para un determinado requerimiento térmico.

El biogás puede ser utilizado en motores de combustión interna tanto a gasolina como diesel. El gas obtenido por fermentación tiene un octanaje que oscila entre 100 y 110 lo cual lo hace muy adecuado para su uso en motores de alta relación volumétrica de compresión, por otro lado una desventaja es su baja velocidad de encendido.

En los motores de Ciclo Otto el carburador convencional es reemplazado por un mezclador de gases. Estos motores son arrancados con nafta y luego siguen funcionando con un 100% de biogás con una merma de la potencia máxima del 20% al 30%.

A los motores de Ciclo Diesel se les agrega un mezclador de gases con un sistema de control manteniendo el sistema de inyección convencional. De esta manera estos motores pueden funcionar con distintas proporciones de biogás diesel y pueden convertirse fácil y rápidamente de un combustible a otro lo cual los hace muy confiables.

El gasoil no puede ser reemplazado en los motores funcionando a campo del 85% al 90%, debido a que la autonomía conseguida es menor comparada con la original.

La proporción de H₂S en el biogás causa deterioros en las válvulas de admisión y de escape de determinados motores obligando a un cambio más frecuente de los aceites lubricantes. El grado de deterioro en los motores varía considerablemente y los resultados obtenidos experimentalmente suelen ser contradictorios.

Los motores a biogás tienen amplio espectro de aplicación siendo los más usuales el bombeo de agua, el picado de raciones y el funcionamiento de ordeñadoras en el área rural. El otro uso muy generalizado es su empleo para activar generadores de electricidad.

Un párrafo aparte merecen los sistemas de cogeneración. Dichos sistemas buscan la mayor eficiencia en el aprovechamiento de la energía contenida en el biogás. En estos casos la potencia mecánica provista por el eje del motor es aprovechada para generar electricidad a través de un generador.

Las plantas de biodiesel o biogás, pueden proveerse con un generador de combustión interna con cualquiera de los biocombustibles. La potencia de los generadores cubre el rango desde los 70 Kw/h a 1,5 Mw/h. Para potencias mayores a los 6 Mw/h las plantas de generación eléctrica pueden ser provistas con una turbina de ciclo combinado con alimentación dual, es decir, con capacidad de alimentación a Biodiesel /gasoil / biogás.

La unidad de ciclo combinado, aprovecha mejor el calor generado, reutilizándolo para la generación de energía eléctrica. Este sistema es más eficiente y posee la capacidad extra de proporcionar calor al circuito exterior (calefacción). Simultáneamente y por medio de una serie de intercambiadores de calor ubicados en los sistemas de refrigeración (agua y aceite) del motor y en la salida de los gases de escape, se recupera la energía térmica liberada en la combustión interna. De este modo se logra un mejor aprovechamiento de la energía.

La difusión de estos sistemas estará condicionada por la rentabilidad final. Sin embargo representa la utilización más racional del biogás ya que se obtiene una forma de energía extremadamente dúctil como la electricidad al mismo tiempo que una fuente de calor muy necesaria para la calefacción de digestores en zonas frías.



El uso vehicular del biogás es posible y en la realidad se ha empleado desde hace bastante tiempo.

Sin embargo su difusión está limitada por una serie de problemas:

- A fin de permitir una autonomía razonable el gas por su volumen debe ser almacenado en contenedores cilíndricos de alta presión (200 a 300 bar.); este tipo de almacenamiento implica que el mismo deba ser purificado antes de su compresión.
- La conversión de los motores es cara (instalación similar a la del GNC) y el peso de los cilindros disminuye la capacidad de carga de los vehículos.
- Por último la falta de una adecuada red de abastecimiento y la energía involucrada en la compresión a gran escala de este tipo de uso.



TÍTULO 2.- TRATAMIENTO ANAERÓBICO: GENERACIÓN DE BIOGAS

La digestión anaeróbica es un proceso por el cual el contenido orgánico de la basura es reducido por la acción bacteriológica de microorganismos en ausencia de oxígeno.

Del proceso anaeróbico resulta una mezcla de gases (biogás) cuyos principales componentes son el gas combustible metano y el gas dióxido de carbono, quedando como residuo un lodo con características de bioabono, que puede ser utilizado como mejorador del suelo en agricultura.

El método de digestión aeróbica ha sido utilizado con cierta frecuencia en tratamiento de residuos provenientes de algunas industrias como la cervecera, los tambos, los planteles avícolas y la cría intensiva de ganado porcino y vacuno, y del tratamiento de residuos sólidos urbanos (RSU).

Desde hace décadas, en algunos países como Holanda, Australia e Inglaterra, se aplica este tratamiento a la fracción orgánica de los residuos sólidos domiciliarios, como resultado de la investigación el desarrollo tecnológico.

Al igual que el compost, el proceso anaeróbico exige la clasificación del resto de los residuos sólidos y también resulta una buena oportunidad para iniciar las prácticas del reciclaje de otros materiales.

El biogás obtenido puede utilizarse como combustible para otras aplicaciones que el gas de la red (gas natural) o el gas envasado (tubos y garrafas), con la diferencia de que el biogás tiene un poder calorífico algo menor.

El sistema generador se trata de un tipo de Digestor Anaerobio con un sistema de agitación sin partes móviles en el interior. La agitación se produce aprovechando la creación de biogás, el efecto de vasos comunicantes y una geometría que crea turbulencias en el contenido. La recuperación de biogás desde esta materia orgánica se realiza por intermedio de distintos procesos fisicoquímicos que optimizan la generación de metano.

Una planta de biogás es una instalación donde se produce de forma acelerada el ciclo natural de descomposición. Se reciben materias orgánicas, deyecciones orgánicas un 70% y subproductos agrícolas y/o residuos industriales un 30%, que se mezclan y son conducidos hacia los digestores.



Dentro de estos grandes recipientes cerrados, sin aire del exterior y con condiciones óptimas de temperatura, es donde las bacterias actúan. Se produce una digestión anaeróbica controlada o descomposición de la materia orgánica. De aquí se obtiene biogás y un subproducto que es un buen biofertilizante para aplicar en los campos.

El biogás se utiliza como único combustible en unos equipos de cogeneración que transforman el biogás en energía eléctrica y térmica de origen renovable.

TÍTULO 3.- EL BIOGÁS EN ESPAÑA

España es una potencia mundial en biogás, posee la materia prima necesaria para sustituir más de un 10% de consumo de gas natural por biogás limpio. Las casi 85 millones de toneladas de residuos agroalimentarios que se generan anualmente servirían para producir más de 8.000 millones de m³ de energía renovable.

En un mundo tan cambiante y escaso de recursos energéticos, es fundamental la incursión de fuentes de renovables de energía, en ese sentido el territorio español se encuentra en una posición privilegiada en materia de biogás, debido a la intensa actividad agroalimentaria de nuestro país, que genera unos residuos potencialmente convertibles en un gas limpio.

El proceso de transformación se lleva a cabo gracias a un proceso de fermentación anaerobia, que consiste en obtener gas a partir de pieles de naranja o cualquier residuo orgánico.

1. PROYECTO VILA-SANA

Capacidad de tratamiento :

- 11.000 m³ de purín
- 4.500 m³ de residuos orgánicos
- Dos digestores de 1.300 m³
- Potencia eléctrica del motor 382 kWh
- Potencia térmica del motor 315 kWh
- Producción media anual (8.000 horas de funcionamiento)
- ¿ kW eléctrico
- ? kW térmicos

2. PROYECTO MONTARGULL

Capacidad de tratamiento:

- 16.500 m³ de purín
- 7.000 m³ de residuos orgánicos
- Dos digestores de 2.000 m³ i 1.300 m³
- Potencia eléctrica del motor 365 kW
- Potencia térmica del motor 411kW
- Producción media anual (8.000 horas de funcionamiento)
- 2.900.000 kW eléctricos
- 3.300.000 kW térmicos



SECCIÓN 5.- INDUSTRIA QUÍMICA - TECNOLOGÍA GTL (GAS-TO-LIQUIDS)

Es la manufactura de combustibles líquidos sintéticos tanto por los métodos indirectos Fisher Tropsch como en la conversión directa de gas natural a combustibles.

El gas natural posee un gran potencial por las grandes reservas que existen a nivel mundial en la actualidad y puesto que es una fuente de energía más limpia que el petróleo pero con la desventaja que requiere de altos costos para su transporte. Por este motivo están tomando auge diferentes alternativas para el desarrollo de las reservas.

Entre estas, se encuentra la tecnología de conversión de gas natural a combustibles sintéticos ultra-limpios, denominada GTL, por sus siglas en inglés Gas-to-liquids, por medio de proceso Fischer-Tropsch para la producción de diesel, nafta y productos especializados, los cuales se utilizan no sólo con el fin de monetizar las reservas de gas natural, sino también, para cubrir la necesidad de combustibles más amigables con el medio ambiente.

Basados en estudios recientes, se observa que esta tecnología ha pasado su etapa de demostración y se encuentra en su punto de máximo auge por parte de empresas como Sasol (empresa más grande del mundo en tema de combustibles sintéticos a partir del carbón), Chevron Texaco, Syntroleum, ExxonMobil, ConocoPhillips, BP, Rentech y Shell.

Estas empresas han realizado estudios exitosos para la aplicabilidad de la Tecnología Fischer-Tropsch a gran escala, y empezarán a construir un gran número de plantas en los próximos años, incentivados fundamentalmente por bajos costos del gas y altos precios del crudo.

Los productos GTL (Gas to Liquids) son hidrocarburos de cadena larga (más de 8 átomos de carbono), pueden ser diesel, fuel oil, kerosene, destilados de petróleo y condensados. El Proceso GTL une moléculas de metano para formar cadenas largas.

El metano se calienta en presencia de oxígeno y se obtiene CO (gas de síntesis) y H₂ (Hidrógeno). El CO y el H₂ constituyen Gas Síntesis (Syn-Gas). Este Syn-Gas se pasa sobre un catalizador que permite la formación de la molécula larga generando un producto líquido a partir del gas metano.



Dos Procesos Básicos GTL:

- Uno genera el syn-gas empleando una corriente concentrada de oxígeno.
- El otro emplea aire como la fuente de oxígeno.

Los procesos son intensivos en el empleo de energía. Además de ser materia prima, el metano da la energía necesaria al proceso. Aproximadamente el 40-45 % de la alimentación de metano se consume como combustible en ambos procesos (solo en la manufactura).

Lo que se debe tener muy en cuenta es que estas tecnologías requieren un precio base para el gas natural y allí está el fondo del problema. Si el Gas natural no tiene costo o este es muy reducido estas nuevas tecnologías funcionan bien.

Basados en estudios recientes se observa que esta tecnología ha pasado su etapa de demostración y se encuentra en su punto de máximo auge por parte de empresas como Sasol (empresa más grande del mundo en tema de combustibles sintéticos a partir del carbón), Chevron Texaco, Syntroleum, ExxonMobil, ConocoPhillips, BP, Rentech y Shell. Estas empresas han realizado estudios exitosos para la aplicabilidad de la tecnología Fischer-Tropsch a gran escala, y empezarán a construir un gran número de plantas en los próximos años, incentivados principalmente por bajos costos del gas y altos precios del crudo.

Esta tecnología involucra la transformación del gas natural (principalmente metano) por medio de una serie de procesos catalíticos y al final de refinación, para la obtención de combustibles con cero contenido de contaminantes como: diesel, nafta, lubricantes, ceras, parafinas, y gas licuado de petróleo.

La tecnología Fischer-Tropsch posee más de 80 años de historia de sus inicios en Alemania, en donde se obtenía diesel sintético a partir de carbón, para utilizarlo como combustible en aviones y vehículos en la segunda guerra mundial. Esta tecnología ha evolucionado mucho, y las grandes empresas multinacionales de energía han demostrado su aplicabilidad para obtener combustibles sintéticos a partir del gas natural.

Actualmente se están construyendo dos plantas a gran escala, y en los próximos años se espera que este número ascienda a más de 15. Este auge se ha dado principalmente por la disminución de los costos de inversión que se han realizado en los años recientes, los altos precios de crudo, la gran disponibilidad de reservas de gas natural a bajo costo, incentivos de los gobiernos, y la gran demanda de los productos de bajo contenido de contaminantes.



Hoy en día, existen una serie de alternativas para la monetización de las reservas de gas natural, entre las que se encuentran: construcción de gasoductos, Gas Natural Licuado (GNL), Gas Natural Comprimido (GNC), Gas to Liquid (GTL), ésta última cada día adquiere un mayor potencial puesto que algunas veces las demás suelen ser muy costosas; además, por medio de esta alternativa se obtienen productos como el diesel, el cual posee un gran mercado y no requiere sistemas especiales de transporte como el GNL.



TÍTULO 1.- PROCESOS

La transformación de gas natural a combustibles líquidos ultra limpios es un proceso de múltiples pasos que involucra procesos catalíticos, en algunos casos con una gran liberación de energía, que separa las moléculas de gas natural (predominantemente metano) para formar una mezcla gaseosa de hidrógeno y monóxido de carbono.

Esta mezcla es denominada *gas de síntesis* (syngas), y las vuelve a unir para dar lugar a moléculas más largas, debido al reacomodo de las moléculas de hidrógeno y carbono.

Con esta tecnología se pueden obtener dos tipos de productos principalmente: hidrocarburos líquidos (diesel, nafta, queroseno, Jet-Fuel, parafinas) y Oxigenados (dimetileter y metanol).

Para la obtención de estos productos, el proceso es igual hasta la generación del syngas. Luego, dependiendo del producto que se desee, los procesos catalíticos y las condiciones de la reacción cambian, ya que la polimerización de las cadenas es diferente.

Para la producción de metanol la tecnología ha sido bien probada, pero la demanda actual de este producto es muy limitada e influenciada por la alta volatilidad de los precios. Además, su producción ha sido restringida debido a su toxicidad porque se ha encontrado que es un gran contaminante del agua.

En el caso del dimetileter, la tecnología apunta a la producción en un solo paso, ya que actualmente se produce por la deshidratación de metanol, los costos son altos y no se ha demostrado la tecnología a gran escala.



TÍTULO 2.- PROCESO FISCHER-TROPSCH (FT)

El proceso más importante en la tecnología GTL, es el proceso Fischer-Tropsch (FT) debido a que se ha aplicado a gran escala, es más versátil que los procesos para obtener productos oxigenados, y los productos obtenidos (hidrocarburos líquidos) poseen un gran mercado.

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL PROCESO FT

Después de la primera guerra mundial las sanciones económicas impuestas obligaron a los científicos alemanes a buscar nuevas alternativas para obtener combustibles líquidos, aprovechando las abundantes reservas de carbón del país.

Es así como en 1923, Franz Fischer y Hanz Tropsch, desarrollaron un método que permitía convertir el metano obtenido de calentar carbón, en combustible diesel de alta calidad, aceites lubricantes y ceras (Davis, 1997).

Para 1945 las compañías químicas alemanas habían construido nueve plantas utilizando el proceso FT alcanzando una producción de 3,8 millones de m³ de combustible sintético (Stranges, 2003) en el período entre 1939 y 1945.

Después de la segunda guerra mundial las plantas alemanas fueron trasladadas a Rusia donde constituyeron la base de la producción de ceras y productos químicos. A partir de entonces, los principales países industrializados como Japón y Estados Unidos (Schubert et al., 2001), comenzaron a evaluar la eficiencia del proceso a diferentes condiciones, pero no lo hicieron a escala comercial debido a que la industria de exploración y explotación petrolera entró en su máximo auge como resultado de avances en la tecnología de la refinación, tales como el craqueo y la desulfuración.

En 1950 el gobierno sudafricano creó la empresa estatal Sasol, y más tarde en 1955 iniciaron operaciones en un complejo de combustibles sintéticos de 1272 m³ por día (denominada SASOLBURG) en Johannesburgo, convirtiendo bajos bloques locales de carbón en gasolina y diesel sintético.

Más tarde en 1980 se construyó la planta de combustibles sintéticos más grande del mundo, a partir del carbón, con una capacidad de 23.848 m³ por día, denominada Secunda (Sasol, 2001).

Debido a las consecuencias de la crisis internacional de petróleo en 1973 y la revolución Iraní de 1979, resurgieron las tecnologías de conversión basadas en gas natural, guardadas



momentáneamente en laboratorios de investigación de algunas de las principales compañías (Schlumberger, 2003), primordialmente de energía, incluyendo BP, ExxonMobil, Shell y Texaco.

ETAPAS DEL PROCESO FISCHER-TROPSCH

El proceso Fischer-Tropsch consta de tres etapas principales y una serie de sistemas adicionales.

- Primera etapa: el gas natural previamente purificado, reacciona con oxígeno y/o vapor, dependiendo de la reacción utilizada, para obtener una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono.
- Segunda etapa: la mezcla de gas obtenida anteriormente es catalíticamente transformada en cadenas lineales largas de hidrocarburos por medio de la síntesis de Fischer-Tropsch (FT).
- Tercera etapa: El resultado de esta reacción es una mezcla de moléculas que contiene de 1 a 50 o más átomos de carbono, que posteriormente son convertidas en productos comerciales, por medio de técnicas convencionales de refinación "upgrading" (Apanel, 2005).

2.1. GENERACIÓN DEL GAS DE SÍNTESIS

Las tecnologías para obtener el syngas, son procesos conocidos y han sido usados en muchas aplicaciones comerciales como los primeros procesos para producir hidrógeno, amoníaco y metanol (Korobitsyn et al., 2000).

Actualmente existe una gran variedad de procesos entre los que se destacan:

- **REFORMADO DE VAPOR.**

El reformado de vapor es un proceso endotérmico realizado en presencia o no de un catalizador (Ni/Al) a altas temperaturas (1023 - 1173 K). Es usado ampliamente en la industria aunque necesita de una gran cantidad de energía y por lo tanto es muy costoso (Doria y Siallagan, 2000).



- **OXIDACIÓN PARCIAL.**

En el proceso exotérmico de oxidación parcial, el gas natural es oxidado parcialmente con oxígeno puro para producir hidrógeno y monóxido de carbono. Este proceso es relativamente costoso debido a que el consumo de oxígeno puro requiere de una planta de separación de aire y llevar a cabo, además, la reacción sin catalizador involucra alta presión y alta temperatura. Por a esto, en algunos casos se usa como catalizador generalmente el aluminio (Schlichting, 2003).

- **REFORMADO DE CO₂.**

El proceso de reformado de CO₂ es más endotérmico que el reformado de vapor. En éste se produce una fracción H₂/CO de 1:1. Esta relación es desventajosa para la conversión Fischer-Tropsch.

La reacción tiene utilidad en una planta para transportar calor en forma química desde un lugar a otro dentro de la misma factoría.

- **REFORMADO AUTO TÉRMICO.**

El reformado auto térmico (ATR) une ligeramente la oxidación parcial y el reformado de vapor, por lo cual ambas reacciones se llevan a cabo en un mismo reactor. Produce gas de síntesis con una relación de H₂/CO aproximadamente de 2, que parece ser la óptima para la reacción Fischer- Tropsch. El aire puede ser usado directamente en lugar de oxígeno puro y el resultado es un gas de síntesis disuelto con N₂, en este proceso se requieren reactores ligeramente más grandes que la oxidación parcial, pero se elimina la planta de separación para obtener oxígeno puro, de esta forma se reduce el costo del capital para la construcción de la planta.

La reacción se lleva a cabo con un catalizador de níquel a altas temperaturas (1173 -1273 K) y presiones moderadas (1,6 - 2 MPa).

Este proceso con aire es aplicado comercialmente por empresas como Syntroleum, donde el nitrógeno es retirado después de realizar la conversión Fischer-Tropsch (Holmes y Agge 2003).

- **PLASMA.**

El sistema de plasma es un método alternativo para la producción del syngas por medio del cual la electricidad provee la energía necesaria para llevar a cabo la reacción en procesos endotérmicos. Se puede utilizar si los altos costos de energía son viables., y se requieren 50-70 KW por cada 0,16 m³ de líquido sintético producido (Blutke et al., 1999), y a altas temperaturas se obtienen los mejores resultados (sin utilizar oxígeno).



La principal desventaja de este proceso es su eficiencia comparada con las otras tecnologías para la obtención del syngas, la cual se encuentra alrededor del 50%. Pero últimamente se han realizado una gran cantidad de estudios y generado patentes, principalmente por empresas como TCC socia de Rentech.

2.2. SÍNTESIS DE FISCHER-TROPSCH (FT)

En esta etapa el syngas es convertido por medio de un catalizador de hierro o cobalto, a crudo sintético siguiendo principalmente la reacción de Fischer- Tropsch.

Los productos obtenidos dependen en gran medida de la composición del gas de síntesis (fracción H_2/CO), tipo de catalizador utilizado, tipo de reactor, condiciones de operación (presión y temperatura) y del procesamiento final de la mezcla obtenida en esta etapa. Si las condiciones de temperatura son bajas (473 - 513 K) se obtiene principalmente diesel (Espinoza et al., 1999), y si son altas (573 - 623 K) se obtiene principalmente gasolina (Stergaršek, 2004).

Los productos de la síntesis Fischer-Tropsch forman una compleja mezcla multicomponente con una variación sustancial en el número de carbono y tipo de producto.

Los productos principales son parafinas lineales y n-oleofinas. Según (Anderson, 1956), la distribución de hidrocarburos en el producto se puede describir por la ecuación de Anderson-Schulz-Flory



2.3. REACTORES FT

La reacción FT es altamente exotérmica por lo cual el principal desafío para el diseño de los reactores es remover el calor liberado, ya que si no se realiza eficientemente se genera sobrecalentamiento, ocasionando altos depósitos de carbón sobre el catalizador y una formación abundante de metano.

A través de los años ha habido un gran desarrollo después del primer reactor construido comercialmente, estos avances se han desarrollado en las diferentes condiciones de reacción (alta y baja temperatura), considerándose diferentes diseños para cada caso.

Actualmente existen cuatro tipos de reactores, dos de ellos consideran los requerimientos de las operaciones moderadas, y los otros se utilizan en operaciones convencionales, debido a que se construyeron hace muchos años (Heydenrich, 2005).

Originalmente los reactores de lecho fijo fueron utilizados para todas las operaciones a baja temperatura; más tarde fueron diseñados como reactores de lecho fijo multitubulares. Son utilizados comercialmente por Sasol en Sudáfrica quienes los denominan ARGE, y Shell en Malasia, típicamente operan entre 453-523 K a un rango de presiones entre 1 - 1,5 MPa (Jager, 2003).

Bajo estas condiciones el reactor opera en tres fases (gas, líquido y sólido). En cuanto a los reactores a alta temperatura de lecho fluidizado que operan en dos fases (gas y sólido), su interés en operaciones modernas ha disminuido drásticamente, principalmente por los altos costos de operación y construcción que estos representan (Steynberg et al., 1999).

2.4. LECHO FIJO

Uno de los más tempranos desarrollos en los reactores Fischer-Tropsch fue el lecho fijo tubular. Después de muchos años Ruhrchemie y Lurgi (Jager, 2003) refinaron este concepto a lo que hoy es conocido como el reactor ARGE de alta capacidad.

Estos reactores generalmente contienen 2000 tubos rellenos con catalizadores de hierro inmersos en agua para remover el calor.

La temperatura del baño de agua es mantenida en el reactor por el control de la presión, alta velocidades de entrada del syngas y con reciclo del gas obtenido de la reacción. El syngas es introducido por la parte superior del reactor y los productos se obtienen por la parte inferior.



La eficiencia de la conversión se encuentra en un 70%. Los reactores operan a 2-3 MPa, y 493-533 K. El tiempo de vida de los catalizadores es de 70-100 días y su remoción es muy difícil (Wender, 1996).

2.5. REACTOR FASE SLURRY

Este, es otro diseño de reactor a baja temperatura y fue considerado desde los años 50 por su pionero Kolbel (Dry, 2002).

El reactor Slurry opera en tres fases y consiste en un lecho de catalizadores suspendidos y dispersos en líquido (Productos FT).

El gas de síntesis es burbujeadado desde la parte inferior del reactor, logrando un excelente contacto con los catalizadores. Los reactores Slurry son optimizados con los catalizadores. Los reactores Slurry reactores Fischer-Tropsch (Jager, 2003) son optimizados a baja temperatura para una producción alta de ceras y baja de metano. Comparado con el reactor ARGE, el Slurry ofrece las siguientes ventajas: mayor control de la temperatura, fáciles de construir, sencillos de operar y bajo costo (75% menos), alta conversión de productos, menor carga y mayor tiempo de vida de los catalizadores.

Debido a que el reactor trabaja en tres fases, en la corriente de salida de productos se obtiene una pequeña cantidad de catalizadores, los cuales son recuperados y cargados nuevamente al reactor (Jager, 2003).

Es de aclarar que el desarrollo del reactor Slurry fue realizado en SASOL y la patente licenciada posteriormente a ExxonMobil.

2.6. LECHO FLUIDIZADO CIRCULANTE

La corriente combinada de syngas y gas de reciclaje entran al reactor por la parte inferior y se ponen en contacto con los catalizadores que bajan de la tubería vertical por medio de una válvula.

La alta velocidad del gas arrastra los catalizadores (ocasionando que se lleve a cabo la reacción) hasta la zona donde el calor es removido; luego son transportados hasta una tolva de gran diámetro donde los catalizadores se asientan y los productos gaseosos salen del reactor por medio de un ciclón, para que luego su temperatura se disminuya y se obtengan los productos líquidos.



Los reactores SYNTHOL son físicamente muy complejos e involucran circulación de una gran cantidad de catalizadores. Además, poseen capacidad limitadas de 1,200 m³ por día (Lutz, 2001).

2.7. LECHO FLUIDIZADO

Estos reactores fueron diseñados por Sasol (Jager, 2003), y han remplazado los reactores de lecho fluidizado circulante (SYNTHOL convencional).

Su funcionamiento se representa así: el syngas es introducido dentro de un distribuidor y luego inyectado en un lecho fluidizado de catalizadores, los cuales se encuentran suspendidos debido a la velocidad de los gases. En el momento en que se suspenda el sistema, los catalizadores caen sobre una malla; después de producida la reacción, los gases producidos salen por la parte superior, antes pasando por unos ciclones, que permiten separar, las pequeñas cantidades de catalizadores, arrastrados por los gases producidos. El calor dentro del reactor es removido por un intercambiador de calor inmerso en el lecho (Steynberg et al., 1999).

Los nuevos reactores comparados con los convencionales son casi la mitad en cuanto a costos de construcción y tamaño para la misma capacidad de producción (Hill, 1999), poseen mejor eficiencia térmica con menores gradientes de temperatura y presión a lo largo del reactor, operan a más bajo costo y con mayor flexibilidad (en cuanto a distribución de productos).

2.8. CATALIZADORES FT

Los metales más activos para la síntesis Fischer - Tropsch son el níquel (Ni), hierro (Fe), cobalto (Co) y rutenio (Ru), pero se ha comprobado que los más adecuados para producir hidrocarburos de mayor peso molecular (en el rango de destilados medios), son el hierro y el cobalto (Samuel, 2003).

Hacia la derecha y abajo en el grupo VIII de los metales de la tabla periódica, la disociación de CO se dificulta y la hidrogenación hacia alcoholes es dominante. En la Tabla se presentan las principales ventajas y desventajas de los catalizadores utilizados para llevar a cabo la reacción FT (Spath y Dayton, 2003), resaltándose el catalizador de Cobalto para su utilización en plantas a gran escala (Bartholomew, 2003).

La producción de gas de síntesis en modernos gasificadores de carbón (como los de la empresa Sasol o Shell) y de residuos de petróleo pesado, tienen un alto contenido de CO comparado con el gas de síntesis obtenido del gas natural.



Si el syngas posee una fracción de H_2/CO menor de 2, entonces la reacción del CO con el vapor de agua ($CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2$) denominada WGS por sus siglas en inglés Water Gas Shift, es importante debido a que se aumenta la cantidad de hidrógeno, por lo cual se utilizan los catalizadores de hierro ya que poseen una alta actividad en presencia de esta reacción. Por otra parte, si la fracción de H_2/CO es 2, se utilizan los catalizadores de cobalto, los cuales no poseen actividad en presencia de esta reacción.

El azufre es el mayor contaminante de los catalizadores, éste se encuentra presente junto al gas natural y al carbón durante el reformado de vapor o gasificación convirtiéndose primeramente en H_2S y otros sulfuros orgánicos, los cuales desactivan rápidamente cualquier tipo de catalizador FT.

Idealmente el syngas debe estar libre de azufre. Sin embargo, una muy pequeña cantidad puede ser tolerada por los catalizadores, 0,2 ppm como mínimo según experiencias en la planta de Sasol en Sudáfrica (Dry y Hoogendoorn, 1981).

2.9. QUÍMICA DE LA SÍNTESIS DE FT

La parte intrínseca de la cinética de la síntesis Fischer-Tropsch (FT) es el gradual aumento de la cadena, en efecto, es una polimerización de los grupos metilo ($-CH_2-$) en presencia del catalizador.

La reacción de Fischer-Tropsch es una manera muy fácil de representar lo descrito anteriormente, pero realmente se llevan a cabo reacciones simultáneas para producir un amplio rango de oleofinas, parafinas, y componentes oxigenados (alcoholes, aldehídos, y ácidos). También se realiza la reacción de Bourdouard ($2CO \rightleftharpoons C_s + CO_2$), la cual es la responsable de producir el carbón que se deposita sobre los catalizadores ocasionando su desactivación (Stuart, 2003). Además, como se mencionó anteriormente, si se utilizan los catalizadores de hierro se genera la reacción secundaria denominada WGS.

Teóricamente sólo el metano puede producirse en un 100%; el otro producto que se puede producir a una alta fracción son las ceras pesadas, lo cual se logra principalmente utilizando catalizadores de Co, el cual poseen una probabilidad de crecimiento de la cadena mayor que el Fe .

La gasolina tiene un valor máximo de 48% en peso, la máxima fracción de diesel es de aproximadamente 40% y varía dependiendo del número de carbonos (Senden y Post, 1992).



2.10. MEJORA DEL PRODUCTO

La última etapa es la unidad de mejora del producto, en la cual se utiliza un hidrocraqueador, a un costo menor comparado con una refinería de crudo, debido a la calidad de las cadenas largas de hidrocarburos. En este proceso se consume una pequeña cantidad de H₂ y se produce una pequeña cantidad de gas (Courty y Gruson, 2001).

Aparte de esto, es independiente de las unidades de todo el proceso ya que la generación del gas de síntesis debe estar sincronizada con la síntesis de Fischer-Tropsch.

En esta instancia las ceras obtenidas de la etapa anterior se convierten en los productos finales como: nafta, diesel y lubricantes, para luego ser comercializados en mercados internacionales o locales.

Estos productos poseen mejores propiedades comparadas con los obtenidos de la refinación convencional de crudo; los productos líquidos tienen menor cantidad de aromáticos, no contienen azufre, nitrógeno y metales, y están constituidos principalmente de parafinas.

Estas características colocan a los productos en un lugar privilegiado en el mercado, debido principalmente a las especificaciones y regulaciones, que en el presente y en el futuro cercano están exigiendo los entes medioambientales y los acuerdos internacionales entre países desarrollados (Yost y Owens, 2003).

El diesel GTL se puede obtener en una planta de este tipo hasta en un 70%. Este es incoloro, inodoro, y de baja toxicidad, posee un contenido de azufre menor a 5ppm y aromáticos menor al 1%, posee un número de cetano mayor de 70, comparado con las especificaciones del diesel convencional de aproximadamente 50 (SasolChevron, 2005).

Por las características del diesel GTL, este se convierte en un producto con un amplio mercado internacional, ya que presenta mejores especificaciones de calidad, y menor descarga en emisiones de partículas contaminantes, que las requeridas en el futuro (Rahmim, 2003), por los entes reguladores ambientales (Japón y Estados Unidos, 30 ppm de contenido de azufre para el año 2008). La nafta es el segundo producto en cantidad que se produce en una planta GTL y varía entre el 15 y el 25% de la producción total, dependiendo del tipo de proceso que se utilice. Este producto es de muy alta calidad y altamente parafínico; pero con la desventaja que presenta un bajo octanaje y por lo tanto no es adecuado para abastecer motores a gasolina.

Por otra parte es ideal como alimento para la manufactura de etileno y parafina natural. La nafta GTL posee un octanaje (ROM) de 40, mucho menor que el octanaje de la gasolina convencional de 83 (Rahmim, 2005).



Pequeñas cantidades de productos oxigenados (principalmente etanol, metanol, n-propanol, n-butanol y acetona) pueden también ser obtenidos a partir de la corriente del agua de reacción. Las ceras obtenidas en el proceso, mediante hidroprocesamiento, pueden ser convertidas en cantidades adicionales de queroseno, jet fuel, solventes y productos especializados (Yost y Owens, 2003).

2.11. SISTEMAS ADICIONALES

Además de las etapas nombradas anteriormente existen una serie de sistemas adicionales.

Estos incluyen el tratamiento del agua contaminada con hidrocarburo que se produce de la reacción de Fischer-Tropsch para que luego ésta se utilice en los sistemas de vapor y necesidades generales del personal de la planta:

- Los sistemas de tuberías que se encargan del alto flujo de calor de las unidades de procesamiento de hidrocarburos y el flujo de las unidades de procesamiento del gas (Clarke y Ghaemmaghami, 2003).
- Sistemas de bombeo encargados de dar movimiento a las grandes cantidades de hidrocarburo.
- Sistemas de calentamiento para lograr que el hidrocarburo llegue a su punto de burbuja durante la etapa de destilación.
- Tanques de almacenamiento y sistemas de carga de productos.
- La generación de energía eléctrica es el sistema adicional tal vez más importante, más aun en proyectos a gran escala, ya que ofrecen la facilidad de transformar el calor liberado de los diferentes procesos.
- También se requiere la construcción de la infraestructura de administración, talleres, bodegas, contenedores, facilidades médicas, especialmente para proyectos a gran escala en locaciones remotas, donde estas construcciones pueden ser temporales o en algunos casos móviles (Wheeler, 2003).

TÍTULO 3.- ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA

1. PLANTAS EXISTENTES

En la actualidad, Sudáfrica es el líder mundial en producción de combustibles sintéticos, siendo Sasol la compañía productora con 1006372 m³ por día, de hidrocarburos líquidos a partir del gas derivado del carbón, en un complejo integrado por tres plantas situadas cerca de Johannesburgo, Sudáfrica.

Otra planta que se encuentra en funcionamiento en el mismo país, la cual utiliza gas natural convencional enviado por gasoducto desde Mozambique, y que es operada por PetroSA y Statoil, es el denominado complejo Mossas, el cual produce un total de 169825 m³ por día, de productos GTL.

Estas plantas en Sudáfrica suplen demandas internas de combustibles y para el caso de Sasol que utiliza reactores sintol avanzado en su planta en Secunda, los productos obtenidos son principalmente especializados debido a que se produce principalmente oleofinas y naftas, los cuales son exportados a más de 80 países del mundo, especialmente en Europa (Ganter, 2005).

Por su parte, Shell inauguró su planta GTL en el año de 1993, en Bintulu, Malasia; la cual funciona con el gas proveniente de los campos petroleros del área marina de Sarawak. Esta planta produce 169825 m³ por día de diesel, queroseno y naftas limpias, los cuales son comercializados en el mismo país (Idrus, 2003).

También se encuentran en construcción dos plantas que utilizaran reactores fase Slurry para producir diesel principalmente, cada una con una capacidad estimada de 213854 m³ por día a partir de gas natural; una ubicada en Nigeria y construida por la compañía SasolChevron, y la otra situada en Qatar, y construida por la unión de las compañías Sasol y Qatar Petroleum (Davies, 2003).

Aparte de las anteriores, existen a nivel mundial una serie de plantas piloto por empresas como ConocoPhillips, BP, Syntroleum, Satatoil, Axens, ExxonMobil, Rentech, donde la mayoría de estas se están finalizando pruebas y ya se han realizado estudios de escalamiento para aplicar la tecnología a nivel comercial (Technip, 2004).

2. PLANTAS PROYECTADAS

En general son muchas las compañías y los países que se encuentran interesados en proyectos de esta envergadura, y por lo tanto son numerosos los proyectos que se tienen proyectados, de los cuales unos ya se encuentran en sus etapas de factibilidad (Technip, 2004) por parte de empresas como Shell, ConocoPhillips, ChevronSasol, Syntroleum, entre otras, siendo como principal país, Qatar, que será la capital mundial del GTL en los próximos años (Schlumberger, 2003).

3. TECNOLOGÍA GTL POR EMPRESA

A nivel mundial existe un gran número de empresas que poseen patentes de su propio proceso, entre ellas se encuentran Shell, ExxonMobil, Sasol, Rentech, Syntroleum, BP, ConocoPhillips. Muchas de estas empresas poseen proyectos a escala comercial como Sasol y Shell, seguido por ExxonMobil la cual ha realizado grandes avances en tamaño de reactores llegando a 157000 m³ por día por reactor, pero hasta ahora no han construido plantas a gran escala.

4. ECONOMÍA DE PROYECTOS GTL

En este tipo de proyectos se aplica la regla de 1:10, lo cual significa que 0,028 Tm³ (un terapie cúbico) de reservas de gas durante 25 años producirá 1589,87 m³ por día (10000 barriles por día) de combustibles ultralimpios.

Estas plantas varían en tamaño, las cuales van de 1589,87 m³ a 1006372 m³ por día, según estudios de factibilidad que se han desarrollado, la inversión es muy dependiente del tamaño de la planta (Technip, 2005).

También se debe tener en cuenta que este tipo de proyectos son rentables siempre y cuando el precio del petróleo por barril se encuentre entre 15 y 20 dólares (Burke, 2003).

Desde el punto de vista de inversión, la generación del gas de síntesis es el responsable de cerca del 50% del costo de la planta en algunos casos. Teniendo en cuenta el requerimiento de una planta separadora de aire; la síntesis de Fischer-Tropsch (FT), la cual es el corazón de la planta, requiere cerca del 15% de la inversión. La etapa de mejoramiento del producto requiere un 10% del capital, los sistemas adicionales como generación de energía y la infraestructura necesarias tiene una inversión de aproximadamente 25% (Ghaemmaghami, 2001).



Actualmente los costos de inversión (CAPEX) en una planta GTL pueden estar entre 20.000 y 40.000 dólares por barril producido diariamente, que depende de la capacidad de la planta. Para una planta de 1589,87 m³ por día (10.000 barriles por día) el costo de inversión sería de aproximadamente 400 millones de dólares, mientras que para una planta 314491 m³ por día (50.000 barriles por día) su inversión sería de aproximadamente 1.200 millones de dólares y para plantas de 628.982 m³ por día (100000 barriles por día) en adelante, su inversión sería de aproximadamente 20.000 dólares por barril producido diariamente, lo que evidencia una relación costo/beneficio mayor para plantas a gran escala (Al-Saadon, 2005).

Los costos de inversión han avanzado mucho especialmente en los últimos años. La primera planta que se construyó en Sudáfrica en 1955 tuvo un costo de inversión de aproximadamente de 1.000 millones de dólares.

El Complejo Secunda construido en 1982, tuvo un costo de inversión de 7.000 millones de dólares, y Bintulu Malasia en 1993 tuvo un costo de 600 millones de dólares (Technip, 2004).

Los costos anuales de operación (OPEX) pueden ser de 5 a 7% del CAPEX, dependiendo de la empresa, encontrándose en rango de 4 a 8 dólares por barril (Al-Saadon, 2005). Además, a medida que se aumenta la capacidad de la planta mejor será la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto y menores los costos de producción.

El CAPEX es un factor importante en la vida de un proyecto de GTL, debido a que los costos totales del producto se ven altamente afectados por la inversión. Según expertos en proyectos de GTL a nivel mundial, el costo de inversión representa el 50% del costo del producto, suponiendo un costo del gas de 0,5 \$US por millón de Btu (Burke, 2003).

Seguido por el CAPEX se encuentra el costo del gas natural, y puede tener un gran peso si el gas natural posee costos por encima del 1 \$US por millón de Btu, debido a que por cada 0,5 \$US por millón de Btu que aumente el costo de éste, los costos de producción aumentan 5 \$US por barril producido (Rahmim, 2003).



El panorama actual de los altos precios del crudo permitirá el desarrollo de proyectos GTL, debido a que, según analistas internacionales, se espera que el precio del petróleo esté por encima de los 30 \$US/b (Garis y Ohadi, 2005). A este precio los proyectos de GTL podrían alcanzar una tasa interna de retorno (TIR) de por lo menos un 17% y un período de pago de la inversión de 7 años, con un costo del gas de 0,75 \$US por millón de Btu (Archila y Yubran, 2005), siendo un caso muy conservador, y para el caso más optimista se pueden alcanzar TIR de hasta de un 30% para los precios actuales del crudo. Los productos Fischer-Tropsch por su alta calidad serán comercializados a precios más elevados que los productos de una refinería convencional de crudo. Por ejemplo, el precio de venta del diesel de bajo contenido de azufre de una refinería se encuentra entre 6 y 8 dólares por encima del precio del crudo, por su parte el diesel GTL puede ser comercializado entre 8 y 11 dólares por encima del precio del crudo (Al-Saadon, 2005).

TÍTULO 4.- APLICACIONES Y MERCADO

- ❖ La tecnología GTL es la más importante en el proceso Fischer-Tropsch a baja temperatura, con la utilización de reactores fase Slurry con catalizadores de cobalto para obtener principalmente diesel, y el reformado auto - térmico para la obtención del syngas, con el fin de obtener una relación costo/beneficio alta.
- ❖ El proceso Fischer-Tropsch es una tecnología probada que permite no solamente monetizar las reservas de gas natural, sino dar un valor agregado a este y obtener combustibles amigables al medio ambiente.
- ❖ Los productos obtenidos por medio de esta tecnología son diesel, naftas, queroseno, ceras y parafinas; la cantidad de cada uno de ellos dependerá de las condiciones del reactor y de la refinación final del producto.
- ❖ Altos costos del gas natural y bajos precios del crudo, representan un alto riesgo al momento de invertir en un proyecto de este tipo. A su vez, para proyectos a gran escala y bajos precios del gas se obtienen los mejores beneficios económicos.

SECCIÓN 6.- LA PILA DE COMBUSTIBLE (FUEL CELL) Y EL H₂

TÍTULO 1.- GENERALIDADES

El Hidrogeno (H₂) es el elemento más abundante en el universo. Pero la mayoría de los átomos del hidrogeno (H₂) están unidos con otros átomos de carbono y/o oxígeno. Si queremos tener solo átomos de hidrogeno tendremos que separarlos y para ello necesitaremos gran cantidad de energía.

En la Tierra, el hidrogeno se encuentra mayormente como agua (líquida, vapor, hielo) o combinado con otros elementos formando compuestos como el metano (CH₄), metanol (CH₃OH), etanol (CH₃CH₂OH) o hidrocarburos (C_nH_m).

Dentro de la tabla periódica, el hidrógeno es el único elemento que no pertenece a un grupo en particular. Sin embargo, esta forma de aire, como lo llamó Paracelso en el siglo XVI, está dando mucho de qué hablar en el complejo mundo de los energéticos.

Representa, en peso, el 92% de la materia conocida; del resto, un 7% es de helio (He) y solamente queda un 1% para los demás elementos. Muchos de los combustibles que se emplean actualmente tienen en su composición al hidrógeno, como por ejemplo: la bencina, el gas natural, el propano, el etanol, etc.

El gas natural (cuyo principal componente es metano) es precisamente la materia prima que más se utiliza en la industria para generar hidrógeno.

La manera más fácil y limpia de obtener hidrogeno es mediante la "electrólisis": se sumergen dos electrodos en agua, se aplica electricidad y se obtiene gas hidrógeno del electrodo negativo y oxígeno del positivo. Pero la electrólisis sólo es económica y limpia cuando la electricidad que se utiliza sea obtenida por medios que no contaminen el medio ambiente, lo que quiere decir que no lo es tanto actualmente, ya que la mayoría de la energía eléctrica que se produce está basada en la combustión de combustibles derivados del petróleo, carbón, etc. Un metro cúbico (m³) de hidrógeno produce 3 kWh, pero para producir un m³ de hidrógeno por electrólisis se requieren 4 a 4,5 kWh. Por lo tanto, se requiere una fuente de electricidad económica. (Hoffmann, 2002).

Este método se usa también a nivel industrial pero requiere de energía generada a partir de combustibles fósiles, por lo que el beneficio puede ser nulo.



Lo más recomendable para que este tipo de suministro llegara a ser toda una revolución, sería la extracción de manera sostenible, por ejemplo: mediante electrólisis del agua acoplado a fuentes renovables como el sol, el viento, sistemas hidráulicos o bien, a partir de biogás generado en procesos de descomposición de desperdicios como los agroindustriales, la basura y aguas residuales.

El mejor empleo que se puede obtener del hidrógeno como combustible es con los dispositivos de generación de energía eléctrica llamados Celdas de combustible. Este sistema genera electricidad combinando hidrógeno y oxígeno electroquímicamente, sin ninguna combustión de una manera directa, y por lo tanto eficientemente; además, no se agotan como lo haría una batería en tanto se les alimente con hidrógeno y un oxidante.

Se llamaría Hidrogeno "sucio" al generado por medio de combustibles derivados de combustibles fósiles.

Sin embargo, el hidrógeno puro no es la panacea, pues presenta varios problemas:

- Para empezar, su producción (la electrólisis) es cara y contaminante, pues requiere mucho consumo eléctrico y la electricidad actualmente se produce a partir de fuentes de energía convencionales, como el petróleo, el gas o las centrales atómicas.
- Algunos investigadores sugieren el empleo de la energía eléctrica producida por energía eólica, solar, hidráulica, etc., que es limpia.
- Se podrían colocar equipos de electrólisis al pie de estas centrales y aprovechar la electricidad excedentaria que producen.
- Lo malo es que estas formas de generar energía todavía son minoritarias para abastecer un futuro parque automovilístico movido por hidrógeno.

La otra forma de conseguir Hidrogeno en este caso el "sucio" sería a partir del proceso de "reformado" (suministrando calor) a derivados del petróleo que tienen alto porcentaje de hidrogeno como citamos anteriormente: metano o gas natural (CH₄), metanol (CH₃OH), etanol (CH₃CH₂OH) o hidrocarburos (C_nH_m).



También se puede utilizar el proceso de "reformado" con combustibles derivados de la Biomasa (Biogás, Bioalcohol). En este caso, teniendo en cuenta el medio ambiente, el aprovechamiento energético de la biomasa no contribuye al aumento de los gases de efecto invernadero, dado que el balance de emisiones de CO₂ a la atmósfera es neutro, ya que el CO₂ generado en la combustión de la biomasa es reciclado mediante la fotosíntesis en el crecimiento de las plantas necesarias para su producción y, por lo tanto, no aumenta la cantidad de CO₂ presente en la atmósfera.

Podemos decir que el "reformado" es más barato que la electrólisis y en contra tiene, el ser más contaminante.

Desde el punto de vista ambiental, el aprovechamiento energético de la biomasa no contribuye al aumento de los gases de efecto invernadero, dado que el balance de emisiones de CO₂ a la atmósfera es neutro. En efecto, el CO₂ generado en la combustión de la biomasa es reciclado mediante la fotosíntesis en el crecimiento de las plantas necesarias para su producción y, por lo tanto, no aumenta la cantidad de CO₂ presente en la atmósfera. En cambio, el carbono que se libera a la atmósfera al quemar combustibles fósiles es el que está fijo a la Tierra desde hace millones de años.

El metano es transformado a alta temperatura, mediante procesos con vapor de agua y catalizadores, en un gas rico en hidrógeno que posteriormente se purifica para producir hidrógeno grado industrial.

En muchos casos, durante este proceso se genera dióxido de carbono (CO₂), el cual es nocivo para nuestro ambiente y la vida en el planeta tierra. Sin embargo, al usar hidrógeno en una celda de combustible, la emisión de contaminantes es mucho menor que la energía que se aprovecharía si se quemara gas natural; por lo que recursos no renovables podrían ser mejor utilizados si se emplearan en forma de hidrógeno.

Aunque en un principio el funcionamiento de las celdas fue descubierto en el año de 1839 por William Grove, jurista y físico aficionado británico, fue hasta 1960 en que fueron utilizadas por primera vez en las misiones espaciales de la NASA (Apolo y Géminis), para suministrar energía eléctrica y agua potable, pero en ese momento se enfrentaban aún a barreras tecnológicas y altos costos de producción.

Hoy en día, para generar cantidades útiles de energía eléctrica las celdas de combustible pueden ser configuradas y conectadas en serie, además de variar el área de sus electrodos y obtener así el voltaje, la corriente y, por lo tanto, la potencia apropiados para la aplicación final.



Existen varios tipos de celdas de combustible, pero de manera general se pueden dividir en aquellas de baja y alta temperatura:

- Las de baja temperatura, aunque son menos eficientes, presentan una menor complejidad de sus sistemas, una mayor velocidad de respuesta y la posibilidad de ser más compactas.
- Las de alta temperatura son muy eficientes y presentan ventajas como la capacidad de generación de mediana y alta potencia, así como la de poder utilizar combustibles antes de su transformación en hidrógeno.

Un ejemplo de ello es el uso de gas natural en sistemas de alta temperatura en donde internamente el metano se transforma en hidrógeno y posteriormente en electricidad.

A pesar de las ventajas de las celdas de combustible de alta temperatura como las de óxido sólido (SOFC) y las de carbonatos fundidos (MCFC), éstas se han empezado a comercializar en California, EEUU por BoomEnergy, en febrero de 2010.

Las denominadas pilas de combustible (fuel cells en inglés) son unos sistemas energéticos que utilizan gas natural y que producen, al igual que las pilas que todos conocemos, energía eléctrica y, como las calderas de combustible que hay en nuestras viviendas, también proporcionan agua caliente sanitaria y energía térmica para calefacción.

Las emisiones de gases nocivos tales como SO_x, NO_x y CO son prácticamente despreciables y reducen las emisiones de dióxido de carbono CO₂ en un 50% respecto a una central térmica convencional. Al no tener partes móviles, las emisiones acústicas que generan son casi nulas; las “pilas” operan tan silenciosamente que pueden ser instaladas dentro de las viviendas. Las pilas de combustible pueden definirse como baterías electroquímicas alimentadas a gas natural.



Existen tres tipos significantes de generadores que producen electricidad a partir de reacciones químicas:

- Los generadores electroquímicos cuyos reactantes se encuentran en su interior y que no son regenerados, se denominan baterías primarias (ejemplo: pilas secas de un transistor).
- Los generadores electroquímicos cuyos reactantes se almacenan también en su interior pero son recargables (reversibles), se llaman baterías secundarias (ejemplo: pilas de los teléfonos móviles).
- Los generadores electroquímicos que emplean reactantes que son suministrados desde el exterior para la producción continua de energía eléctrica, se denominan pilas de combustible.

1. HISTORIA

En 1838 Christian Friederich Schoenbein, catedrático en la Universidad de Basilea, envió a Michael Faraday una carta en la cual mencionaba los experimentos que había descubierto donde un electrolito ácido era capaz de generar corriente eléctrica a partir de hidrógeno y oxígeno o clorina sin que los electrodos de platino sufriesen cambios químicos.

No obstante, la primera pila de combustible fue inventada en 1839 por Sir William Robert Grove, un juez galés y honorable científico, quien se dio cuenta de que el “*efecto Schoenbein*” no era más que el proceso inverso de electrolisis del agua descubierto por Nicholson y Carlisle y reconoció su potencialidad como generador electroquímico en continuo.

La pila, que fue bautizada como “*pila de gas*” disponía de electrodos de platino poroso y ácido sulfúrico como electrolito y la corriente eléctrica se conseguía a partir de la reacción electroquímica de gas hidrógeno y gas oxígeno para producir agua.

Años más tarde, fue William White Jaques quien acuñó el término de “*pila de combustible*” (fuel cell) por primera vez investigando el ácido fosfórico como electrolito.

Pero no fue hasta 1894 cuando el químico letón Wilhelm Ostwald formuló teóricamente los principios electroquímicos que gobiernan las pilas de combustible y que posteriormente fueron completados por sus discípulos, sobre todo por el sueco Svante A. Arrhenius y el alemán Walther H. Nernst.



Posteriormente, durante los años 1920 se realizó en Alemania la investigación básica que puso las bases científicas para el desarrollo futuro de las pilas de carbonatos fundidos y de óxido sólido.

Sin embargo, el verdadero interés por las pilas de combustible como un generador práctico, no llegó hasta principios de los años 1960 cuando el programa espacial de la NASA promovió el desarrollo de pilas de combustible alcalinas para abastecer de electricidad y agua a las naves espaciales Apollo y a los STS shuttle Orbiters.

Estos desarrollos se basaron en el diseño de la primitiva denominada “*pila de Bacon*” inventada por el ingeniero mecánico inglés Francis T. Bacon en 1932.

El Dr. Bacon sustituyó el electrolito ácido de la pila de Grove por uno alcalino (hidróxido de potasio al 45% a alta presión) el cual no es tan corrosivo como el ácido y utilizó electrodos de níquel. Se hacía pasar hidrógeno y oxígeno puros por los electrodos de níquel generando corriente eléctrica.

El principal problema de las pilas de combustible alcalinas, para su uso en aplicaciones terrestres, residía en que no pueden operar con aire atmosférico. El CO₂ del aire reaccionaba irreversiblemente con el electrolito formando carbonato potásico. Por lo tanto, para aplicaciones terrestres se hacía necesario un electrolito de tipo ácido.

Adicionalmente, necesitaban hidrógeno puro para su funcionamiento, lo cual limitaba el uso de hidrocarburos comercialmente disponibles, tales como el gas natural.

Para aplicaciones terrestres estacionarias en los años 1960 se empezaron a desarrollar, las pilas de combustible de ácido fosfórico (que pueden utilizar el oxígeno del aire aunque necesitan gas hidrógeno de alta pureza dado que el ánodo se contamina por el CO producido en el procesador de combustible y que debe ser eliminado previamente), y las pilas de combustible de óxido sólido que pueden utilizar el oxígeno atmosférico y que no son contaminadas por el monóxido de carbono proveniente del procesador de combustible.

También en los años 1960 se empezaron a desarrollar las denominadas pilas de combustible de carbonatos fundidos que junto con las de óxido sólido y debido a su funcionamiento limpio y eficiente a muy alta temperatura, pueden operar con combustibles de baja calidad y constituir en un futuro una alternativa válida que sustituya a las actuales centrales térmicas.

Paralelamente, a finales de los años 1950 Len Niedrach y Tom Grubb concibieron el uso de membranas de intercambio iónico en pilas de combustible que se denominaron pilas de



combustible de polímero catiónico, conocidas también como pilas de combustible de polímero sólido.

Posteriormente, en la década de los años 1960, los primeros desarrollos de pilas de combustible de polímero catiónico fueron utilizadas como fuente de energía en los vehículos del Programa Espacial Gemini (Gemini Manned Space Vehicles). Debido a su baja temperatura de operación (menor de 100°C) y a su bajo impacto ambiental pueden ser las pilas de combustible idóneas para su aplicación en el transporte terrestre en sustitución del motor de combustión interna. De hecho, son las empresas automovilísticas las que en la década de los años 1990 empezaron a desarrollar los primeros prototipos de vehículos comerciales alimentados con este tipo de pilas.

El tipo de electrolito usado en una pila de combustible es la que determina:

- La naturaleza y pureza del combustible y del oxidante.
- Su diseño.
- La temperatura de operación.

Son las propiedades físico-químicas y termomecánicas de los materiales usados como componentes en las pilas de combustible (ejemplo: electrodos, electrolito, separador bipolar, colector de corriente, etc.) las que determinan en último término la temperatura práctica de operación y su vida útil. Así, los electrolitos acuosos están limitados a temperaturas máximas de unos 200 °C debido a su alta presión de vapor y/o gran degradación a altas temperaturas. La temperatura de trabajo también juega un papel importante en decidir el tipo de combustible que puede ser utilizado en las pilas de combustible.

Las pilas de combustible de baja temperatura, compuestas por electrolitos acuosos, en muchas aplicaciones prácticas están restringidas a gas hidrógeno como combustible y se obtiene del gas natural mediante un reformado catalítico externo.

En cambio, en las pilas de combustible de alta temperatura y debido a una gran actividad catalítica de electrodo y a una menor necesidad de electrocatálisis a alta temperatura, la lista de combustibles es más extensiva a gas hidrógeno, monóxido de carbono e incluso gas metano. No precisan reformador externo. De esta manera, las pilas de combustible se clasifican por su electrolito y temperatura de trabajo.

La celda alcalina utilizada por la NASA en los años '60 empleaba como electrolito una solución acuosa concentrada de hidróxido de potasio.



En los años '70, la empresa DuPont desarrolló un polímero conductor llamado "Nafion", cuyo esqueleto es similar al del polímero neutro conocido como teflón y, como este, posee una alta resistencia química y térmica.

Las cargas móviles positivas (M⁺) son protones que pueden moverse por el agua que absorbe el polímero y esto hace que la conductividad de la membrana sea similar a la de un ácido concentrado.

El Nafion se usa desde entonces como electrolito en electrolizadores y en celdas de combustible denominadas "*celdas de combustible de membrana de intercambio de protones*" (PEM).

Existen otros tipos de celdas de combustible que no tienen electrolito acuoso, como las celdas de ácido fosfórico (PAFC) que utilizan el ácido concentrado (exento de agua), las celdas de carbonato fundido (MCFC), que utilizan como electrolito una mezcla eutéctica de carbonatos de sodio, litio y potasio y las celdas de óxido sólido (SOFC), en donde el electrolito es un cerámico conductor de iones óxido.

Este tipo de celdas de combustible, sobre todo las que trabajan a alta temperatura, se utilizan mas para la generación estacionaria de electricidad, o sea, estaciones de generación eléctricas para suministro de edificios de todo tipo y otros servicios.

Para la utilización en vehículos y demás elementos móviles se utilizan las celdas del tipo PEM (Membrana de Intercambio Protónico) mencionadas anteriormente.

Uno de los desafíos que enfrenta a los desarrolladores de vehículos a hidrógeno es debido a su gran densidad en estado líquido, lo que lleva a tener un volumen superior a la gasolina llegando a ser un 400% mayor.

Todo esto compromete la autonomía del vehículo, pero nuevos avances en los diseños de los depósitos han ido aumentando la autonomía.

Otro aspecto a tener en cuenta es la infraestructura disponible para surtir los combustibles a los automóviles (estaciones de servicio), sin embargo este será un aspecto que el mismo mercado irá corrigiendo a medida de que el petróleo sea más escaso y caro.

2. RENDIMIENTO

El rendimiento de las células de combustible, a diferencia de los motores de combustión (interna y externa) no está limitado por el ciclo de Carnot ya que no siguen un ciclo termodinámico. Por lo tanto, su rendimiento es muy alto en comparación, al convertir energía química en eléctrica directamente.

El rendimiento de una celda de combustible, bajo condiciones estándares está limitado por el cociente entre la variación de la energía libre (estándar) de Gibbs, y la variación de la entalpía estándar de la reacción química completa. El rendimiento real es igual o normalmente inferior a este valor.

Una célula de combustible convierte normalmente la energía química de combustible en electricidad con un rendimiento aproximadamente del 50%.

El rendimiento sin embargo depende en gran medida de la corriente que circula a través de la celda de combustible: cuanto mayor es la corriente, menor el rendimiento.

Para una de hidrógeno, el rendimiento (energía real/energía teórica) es igual a la tensión de la celda dividida por 1,23 voltios, a una temperatura de 25 °C. Esta tensión depende del combustible usado, de la calidad y de la temperatura de la célula. Una célula que funcione a 0,6 V tendrá un rendimiento cercano al 50%, lo que significa que el 50% de la energía contenida en el hidrógeno es convertida en energía eléctrica.

Una pila de combustible y un electrolizador devuelven menos del 50% de la energía de entrada (esto se conoce como eficacia del proceso reversible), mientras que una batería de plomo y ácido mucho más barata puede devolver cerca de 90%.

Hay que considerar también las pérdidas debidas a la producción, al transporte y al almacenaje.

Los vehículos con célula de combustible que funcionan con hidrógeno comprimido tienen una eficiencia del 22% si el hidrógeno se almacena como gas a alta presión, y del 17% si se almacena como hidrógeno líquido (estas cifras deberían justificar su metodología de cálculo).

Las células de combustible no pueden almacenar energía como una batería, sino que en algunos usos, como centrales eléctricas independientes basadas en fuentes "discontinuas"



(solares, energía del viento), se combinan con electrolizadores y sistemas de almacenaje para formar un conjunto para almacenar esta energía.

El rendimiento del proceso reversible (de electricidad al hidrógeno y de nuevo a electricidad) de tales plantas se encuentra entre el 30 y el 40%.

En "usos combinados de calor y de energía" (cogeneración), para aplicaciones donde también se requiere energía calorífica, se acepta un rendimiento más bajo de la conversión de combustible a electricidad (típicamente 15-20%), porque la mayoría de la energía no convertida en electricidad se utiliza como calor.

Se pierde algo de calor con los gases que salen de la célula como ocurre en cualquier caldera convencional, por lo que con esta producción combinada de energía térmica y de energía eléctrica la eficacia sigue siendo más baja de 100%, normalmente alrededor del 80%.

En términos de energía sin embargo, el proceso es ineficaz, y se obtendrían mejores resultados energéticos maximizando la electricidad generada y después usando la electricidad para hacer funcionar una bomba de calor.

3. APLICACIONES DE LA CELDA DE COMBUSTIBLE

Las celdas de combustible son muy útiles como fuentes de energía en lugares remotos, como por ejemplo naves espaciales, estaciones meteorológicas alejadas, parques grandes, localizaciones rurales, y en ciertos usos militares.

Un sistema con celda de combustible que funciona con hidrógeno puede ser compacto, ligero y no tiene piezas móviles importantes.

Este tipo de sistema genera energía eléctrica de manera constante (vendiendo el exceso de energía a la red cuando no se consume), y al mismo tiempo produce aire y agua caliente gracias al calor que desprende.

Las celdas de combustible de Ácido fosfórico (PAFC Phosphoric-Acid Fuel Cells) abarcan el segmento más grande de aplicaciones de cogeneración en todo el mundo y pueden proporcionar eficacias combinadas cercanas al 80% (45-50% eléctrico + el resto como térmica).



El mayor fabricante de células de combustible de PAFC es UTC Power, una división de United Technologies Corporation.

También se utilizan celdas de combustible de carbonato Fundido (MCFC Molten Carbonate Fuel Cell) con fines idénticos, y existen prototipos de celdas de óxido sólido (SOFC Solid-Oxide Fuel Cell).

Los sistemas electrolizadores no almacenan el combustible en sí mismos, por lo que necesitan de unidades de batería externas, lo que supone un problema serio para áreas rurales. En este caso, las baterías tienen que ser de gran tamaño para satisfacer la demanda del almacenaje, pero aun así esto supone un ahorro con respecto a los dispositivos eléctricos convencionales.

Existe un programa experimental en Stuart Island en el estado de Washington, donde la compañía Stuart Island Energy Initiative ha construido un sistema completo en el cual los paneles solares generan la corriente para hacer funcionar varios electrolizadores que producen hidrógeno. Dicho hidrógeno se almacena en un tanque de 1900 litros, a una presión de 10 a 80 bar. Este combustible finalmente se utiliza para hacer funcionar una celda de combustible de hidrógeno de 48 V Relion que proporciona suficiente energía eléctrica para fines residenciales en la isla.

Protium, una banda de rock formada en la Ponaganset High School, en Gloucester, fue el primer conjunto musical del mundo en utilizar celdas de combustible de hidrógeno para proveerse de energía. La banda utilizaba un Airgen Fuelcell de 1kw Ballard Power systems. El conjunto ha tocado en numerosos eventos relacionados con las celdas de combustible incluyendo el CEP de Connecticut, y el 2003 Fuel Cell Seminar en Miami Beach.

Plug Power Inc. es otra compañía importante en el diseño, desarrollo y fabricación de celdas de combustible PEM para aplicaciones estacionarias, incluyendo productos dirigidos a las telecomunicaciones, energía básica, y aplicaciones de cogeneración.

3.1. SISTEMAS DE APOYO A LA RED ELÉCTRICA

En la actualidad, los mayores problemas residen en los materiales de soporte y de catálisis.

Según diversos autores (Venkatachalapathy, Davila et al. 1999), (Hoogers 2003), un material electrocatalizador debe satisfacer varios requisitos. Necesita, en primer lugar, alta eficiencia en la oxidación electroquímica del combustible en el ánodo, (e.g. H₂ o CH₄) y para la reducción del O₂ en el cátodo.



La elevada durabilidad es un requisito fundamental: se espera que las PEMFCs funcionen al menos durante 10.000 horas.

Es necesario que un electrocatalizador tenga una buena conductividad eléctrica para reducir al mínimo las pérdidas por resistencia en la capa del catalizador. Ha de tener finalmente un bajo coste de producción.

3.2. VEHÍCULOS DE HIDRÓGENO, BARCOS, AVIONES Y ESTACIONES DE SERVICIO

La primera estación de reabastecimiento de hidrógeno como combustible fue abierta en Reykjavík, Islandia en abril de 2003. Esta estación abastece a tres autobuses construidos por DaimlerChrysler y que prestan servicio en la red de transporte público de Reykjavík, y produce el hidrógeno que necesita, gracias a una unidad electrolizadora (fabricada por Norsk Hydro), y no necesita ser abastecida externamente: los únicos suministros necesarios son electricidad y agua. Shell también participa en el proyecto. Esta estación no tiene cubierta, para que en caso de peligro el hidrógeno pueda escapar libremente a la atmósfera.

Hay numerosos prototipos y modelos de coches y autobuses basados en la tecnología de la pila de combustible. Las empresas de automoción siguen investigando y ya han llegado a fabricar algunos prototipos. Compañías como DaimlerChrysler, Ballard Power Systems, Ford, Volvo, Mazda, General Motors, Honda, BMW, Hyundai, o Nissan, entre otras. Según la industria del automóvil se espera que los primeros vehículos comerciales estén disponibles en el 2010.

Los submarinos Type 212A, un avanzado diseño alemán no nucleares, utiliza pilas de combustible (desarrolladas por Siemens) para alimentar nueve propulsores y puede mantenerse sumergido durante semanas sin tener que subir a la superficie.

De manera parecida, Airbus está desarrollando un prototipo de avión que utiliza esta tecnología.

Actualmente, un equipo de estudiantes universitarios llamado Energy-Quest está preparando un barco accionado por esta tecnología para hacer un viaje alrededor del mundo, así como otros proyectos usando combustibles más eficientes o renovables. Su empresa se llama Tritón.

4. PILAS DE COMBUSTIBLE PARA AUTOMÓVILES

Una pila de combustible, también llamada *célula* o *celda de combustible* es un dispositivo electroquímico de conversión de energía similar a una batería, pero se diferencia de esta última en que está diseñada para permitir el reabastecimiento continuo de los reactivos consumidos; es decir, produce electricidad de una fuente externa de combustible y de oxígeno



en contraposición a la capacidad limitada de almacenamiento de energía que posee una batería. Además, los electrodos en una batería reaccionan y cambian según como esté de cargada o descargada; en cambio, en una celda de combustible los electrodos son catalíticos y relativamente estables.

Los reactantes típicos utilizados en una celda de combustible son hidrógeno en el lado del ánodo y oxígeno en el lado del cátodo (si se trata de una celda de hidrógeno).

Por otra parte las baterías convencionales consumen reactivos sólidos y, una vez que se han agotado, deben ser eliminadas o recargadas con electricidad. Generalmente, los reactivos "fluyen hacia dentro" y los productos de la reacción "fluyen hacia fuera". La operación a largo plazo virtualmente continua, es factible mientras se mantengan estos flujos.

En el ejemplo típico de una célula de membrana intercambiadora de protones (o electrolito polimérico) hidrógeno/oxígeno de una celda de combustible (PEMFC, en inglés: Proton Exchange Membrane Fuel Cell), una membrana polimérica conductora de protones (el electrolito), separa el lado del ánodo del lado del cátodo.

En el lado del ánodo, el hidrógeno que llega al ánodo catalizador se disocia en protones y electrones. Los protones son conducidos a través de la membrana al cátodo, pero los electrones están forzados a viajar por un circuito externo (produciendo energía) ya que la membrana está aislada eléctricamente. En el catalizador del cátodo, las moléculas del oxígeno reaccionan con los electrones (conducidos a través del circuito externo) y protones para formar el agua.

En este ejemplo, el único residuo es vapor de agua o agua líquida.

Es importante mencionar que para que los protones puedan atravesar la membrana, esta debe estar convenientemente humidificada dado que la conductividad protónica de las membranas poliméricas utilizadas en este tipo de pilas depende de la humedad de la membrana. Por lo tanto, es habitual humidificar los gases previamente al ingreso a la pila.

Además de hidrógeno puro, también se tiene el hidrógeno contenido en otras moléculas de combustibles incluyendo el diésel, metanol (véase DMFC) y los hidruros químicos, el residuo producido por este tipo de combustibles además de agua es dióxido de carbono, entre otros.

TÍTULO 2.- PILA DE COMBUSTIBLE DE ÓXIDO SÓLIDO (SOFC) DE 1 KW

La pila de combustible de Sulzer Hexis es del tipo denominado de óxido sólido; es decir, un dispositivo electroquímico capaz de convertir la energía química de un combustible, generalmente hidrógeno procedente del gas natural, y de un oxidante, generalmente oxígeno procedente del aire, directamente en energía eléctrica en forma de corriente continua y en calor desprendiéndose agua (H₂O) y gases limpios como dióxido de carbono (CO₂). La pieza central de la pila es el electrolito de cerámica de óxido de zirconio de un espesor de 0,1 a 0,2 mm.

A temperatura de funcionamiento (cerca de 950°C) esta cerámica es un buen conductor de los iones de oxígeno y al mismo tiempo es un buen aislante para las moléculas de gas y los electrones.

La característica más destacada de las pilas de combustible planares de óxido sólido lo constituye la multifuncionalidad del colector de corriente eléctrica. Actúa simultáneamente como una guía para el gas natural y como un intercambiador de calor en miniatura para el aire de reacción.

La pila de combustible está constituida por varias células individuales conectadas eléctricamente en serie que constan de dos electrodos porosos (ánodo y cátodo) y un electrolito situado en medio de ambos. En el ánodo tienen lugar las reacciones de oxidación electroquímica del hidrógeno acompañadas de generación de electrones y en el cátodo se producen las reacciones de reducción electroquímica del oxígeno con captación de electrones. El electrolito se encuentra contenido en una matriz y su función es la de permitir el paso de las cargas negativas (O⁼) del cátodo al ánodo. Los electrodos son porosos con objeto de permitir el contacto de los gases reactivos con el electrolito y catalizar las reacciones de oxidación-reducción.

El stack, un reformador interno y un calentador auxiliar de arranque de la instalación están situados dentro de un cerramiento aislado térmicamente en donde se hace alto vacío.

1. DEFINICIONES BÁSICAS

- Celda de combustible: elemento básico en donde tiene lugar la reacción electroquímica. Se compone del ánodo, cátodo, electrolito y separador.
- Pila de combustible (stack): conjunto de celdas de combustible apiladas en serie con el fin de obtener una mayor potencia eléctrica.

- Inversor de corriente (parte eléctrica): dispositivo eléctrico que convierte la corriente continua generada por la pila en corriente alterna.
- Reformador de combustible (parte química): dispositivo químico que convierte, mediante una reacción con vapor de agua, el combustible hidrocarbonado en gas de síntesis (mezcla de H₂ + CO). El gas rico en hidrógeno se conduce al ánodo de cada celda para producir electricidad. Puede ser externo e interno.
- Planta de pila de combustible: sistema global de generación de energía eléctrica, incluyendo el sistema de recuperación de calor y el sistema informático de control, integrado en el establecimiento del usuario.

2. VENTAJAS Y EXPERIENCIAS PREVIAS

Las características inherentes a las pilas de combustible de alta temperatura hacen que la pila de óxido sólido de Sulzer-Hexis sea la ideal para su aplicación en el sector doméstico y pequeño comercial:

- Pretratamiento de gas natural sencillo.
- Elevado rendimiento eléctrico (30%).
- Utilización de la energía térmica generada (rendimiento total del 90%).
- No se generan llamas. No se producen emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) ni de monóxido de carbono (CO).
- No existen partes móviles. Su funcionamiento es silencioso y su mantenimiento reducido. Junto con la experiencia de Gas de Euskadi, que es la primera en el País Vasco y en España, existen otras cinco experiencias piloto de la pila de Sulzer-Hexis de gas natural que están repartidas por el mundo, a fecha de 2001.

Dirigida al sector residencial y también al pequeño comercial, la Sociedad de Gas de Euskadi, S.A. (Grupo EVE) está liderando un proyecto de demostración de una pila de combustible de óxido sólido de 1 kWe de potencia eléctrica marca Sulzer-Hexis en colaboración con Ikerlan Energía. La pila se ha instalado en el Parque Tecnológico de Miñano (Álava) en donde se va a probar su funcionamiento durante dos años. La pila proporciona tanto energía eléctrica como agua caliente sanitaria y energía térmica para calefacción.

La sociedad GAS NATURAL SDG S.A. ha instalado en 2007 una pila de combustible de 200 kWe nominales del tipo "Hot Module" al objeto de disponer de una demostración de suministro eléctrico con este equipo con recuperación del calor residual mediante una planta de

cogeneración, en su nueva sede de Barcelona, ubicada en el edificio “Cascada” anexo a la Torre Marenstrum en la Plaza del Gas.

Los servicios que precisa la pila son:

- Gas natural.
- Agua de red, para la que se precisa una presión de entre 4’0 y 8’0 bar. El flujo máximo de la planta de tratamiento (situada en el equipo Media Supply) es de 20 l/h.
- Conducción del agua residual o de desecho, para la descarga de unos 10 m³ por semana, si bien puntualmente el máximo puede alcanzar 150 l/h. El agua de desecho consiste en una purga de agua enriquecida en sal procedente del sistema de tratamiento de agua y pequeñas cantidades de condensado.
- Electricidad para los equipos con pila parada (o en la puesta en marcha), que se toma de la interconexión eléctrica establecida.

3. LAS PILAS DE COMBUSTIBLE DE ÓXIDO SÓLIDO SE PUEDEN MEJORAR

Ana Martínez Amesti, investigadora de la Universidad del País Vasco (UPV/EHU), ha realizado una tesis doctoral sobre la optimización de las pilas de combustible de óxido sólido, una de las tecnologías más prometedoras en el futuro (17-9-2009).

La autora del trabajo que se publica en forma de tesis bajo el título Celdas de combustible de óxido sólido. Estudios de Reactividad y Optimización de la Intercapa Cátodo-electrolito, explica que estas pilas tienen dos características fundamentales: los electrodos y el electrolito son sólidos, y tienen mucha versatilidad en la elección de combustibles y oxidantes por sus altas temperaturas de trabajo.

Pero hoy los materiales cerámicos que componen estas pilas requieren altas temperaturas para su procesado y fabricación. Además, el electrolito sólido se degrada con facilidad a la temperatura de trabajo de la pila, y afecta a su estabilidad. Por ello, la principal alternativa para seguir usando estas pilas es disminuir su temperatura de trabajo. En este sentido, uno de los requisitos es disponer de materiales conductores mixtos que puedan ser utilizados como cátodos a temperaturas de operación, entre 550-800°C.

Martínez ha estudiado el problema que presentan los óxidos mixtos empleados en pilas de combustible de óxido sólido, dado que dichos materiales reaccionan en ocasiones con el electrolito, y empeoran la potencialidad de los cátodos.



Como solución a este problema, Martínez ha propuesto incluir una intercapa entre el material empleado como cátodo y el electrolito, para disminuir las reacciones en estado sólido que tienen lugar y mejorar la respuesta electroquímica del sistema. Según la investigadora, *"la introducción de una intercapa entre el cátodo y el electrolito mejora las propiedades conductoras de los cátodos"*.

Una vez estudiadas las interacciones, la experta realizó un proceso de mejora de la intercapa con parámetros como microestructura, porosidad y espesor. Por último, Martínez elaboró un estudio básico de durabilidad para determinar la degradación que sufren las celdas estudiadas con la temperatura y tiempo de exposición (UPV/EHU, Septiembre de 2009).

TÍTULO 3.- NOTICIAS Y ÚLTIMOS AVANCES

1. PILAS DE COMBUSTIBLE A GAS NATURAL PARA SUMINISTRAR ELECTRICIDAD A OFICINAS Y VIVIENDAS

La compañía californiana Bloom Energy ha presentado en febrero de 2010 ²²su tecnología de pilas de combustible de Óxido sólido (Solid-Oxide Fuel Cell) que utiliza materiales cerámicos como electrolito para la generación de electricidad.

Los generadores eléctricos, denominados Energy Server, se componen de varias pilas de combustible y son capaces de producir 100 KW de electricidad utilizando gas natural o biogás como combustible.

Se pueden combinar dos o más generadores en función de la necesidad de demanda.

Según se pudo conocer durante la presentación, actualmente varias grandes compañías ya están utilizando esta tecnología en sustitución de la conexión a la red eléctrica convencional.

Aunque el combustible utilizado es gas natural, dado que éste no se quema, se combina con vapor de agua para provocar la reacción química que genera electricidad. El uso del combustible es más eficiente; el consumo de gas es menor, lo que supone una reducción en la emisión de partículas y de gases contaminantes o considerados causantes del llamado efecto invernadero, como el CO₂.

A la presentación pública de Bloom Energy, que pudo seguirse por Internet, asistieron diversas personalidades como el gobernador de California, Arnold Schwarzenegger, el ex Secretario de Estado el General Colin Powell y representantes de los actuales clientes de Bloom Energy, entre los que se encuentran Bank of América, Coca-Cola, eBay, Google, FedEx, y las cadenas de tiendas Staples, y Walmart.

²² Bloom Energy Fuel Cell Energy Server. (2013). <http://www.bloomenergy.com/fuel-cell/energy-server/>

1.1. FICHA TÉCNICA DE ENERGY SERVER

Actualmente (mayo 2014) , Bloom Energy comercializa 3 modelos, de 105Kw, 160 Kw 210 Kw,

ES-5400 Energy Server	
ES-5400 Energy Server Data Sheet	
Technical Highlights	
Inputs	
Fuels	Natural Gas, Directed Biogas
Input fuel pressure	15 psig
Fuel required @ rated power	0.661 MMBtu/hr of natural gas
Outputs	
Nameplate power output (net AC)	105 kW
Base load output (net AC)	100 kW
Electrical efficiency (LHV net AC)	> 50%
Electrical connection	480V @ 60 Hz, 3 or 4-wire 3 phase
Physical	
Weight	11 tons
Size	15' 6" x 8' 6" x 6' 9"
Emissions	
NOx	< 0.01 lbs/MW-hr
SOx	negligible
CO	< 0.10 lbs/MW-hr
VOCs	< 0.02 lbs/MW-hr
CO2 @ specified efficiency	773 lbs/MW-hr on natural gas; carbon neutral on Directed Biogas
Environment	
Standard temperature range	-20° to 45° C (extreme weather kit optional)
Humidity	0% - 100%
Seismic Vibration	IBC site class D
Location	Outdoor
Noise @ rated power	< 70 DB @ 6 feet
Codes and Standards	
Complies with Rule 21 interconnection standards	
Exempt from CA Air District permitting, meets stringent CARB 2007 emissions standards	
Product Listed by Underwriters Laboratories Inc. (UL) to ANSICSA America FC 1	
Additional Notes	
Operates in a grid parallel configuration	
Includes a secure website for you to showcase performance & environmental benefits	
Remotely managed and monitored by Bloom Energy	
Capable of emergency stop based on input from your facility	

UPM-570 Uninterruptible Power Module	
UPM-570 Uninterruptible Power Module	
Technical Highlights	
Outputs	
Nameplate power output (net AC)	160kW / 200 kVA
Electrical connection	480V @ 60Hz, 3 or 4-wire 3 phase
Maximum Load Step	50 kW
Maximum Parallel Configuration	5 Units (750 kW) (600 kW with N+1)
Standalone Operation Duration in Grid Outage	96 hours (4 days)
Power Quality	
Waveform	Sine wave
Power Factor	0.7 Leading to 0.7 Lagging
Maximum Crest Factor	3
Static Voltage Regulation	1%
Transient (Dynamic) Voltage Regulation	5%
Voltage THD	<2% (with linear load)
Over load capability < 110%	Infinite
Over load capability < 125%	45 seconds
Over load capability < 150%	15 seconds
Short circuit current	550A
Physical	
Weight	5000 lbs
Size	4' 2" x 8' 7" x 6' 9"
Environment	
Standard temperature range	-20° to 45° C (extreme weather kit optional)
Humidity	0% - 100%
Seismic Vibration	UBC Seismic Zone 4
Location	Indoor / Outdoor
Noise @ rated power	< 70 dB @ 6 m

ES-5700 Energy Server	
ES-5700 Energy Server Data Sheet	
Technical Highlights	
Inputs	
Fuels	Natural Gas, Directed Biogas
Input fuel pressure	15 psig
Fuel required @ rated power	1.32 MMBtu/hr of natural gas
Outputs	
Nameplate power output (net AC)	210kW
Base load output (net AC)	200kW
Electrical efficiency (LHV net AC)	> 50%
Electrical connection	480V @ 60 Hz, 3 or 4-wire 3 phase
Physical	
Weight	19.4 tons
Size	26' 5" x 8' 7" x 6' 9"
Emissions	
NOx	< 0.01 lbs/MW-hr
SOx	negligible
CO	< 0.10 lbs/MW-hr
VOCs	< 0.02 lbs/MW-hr
CO2 @ specified efficiency	773 lbs/MW-hr on natural gas; carbon neutral on Directed Biogas
Environment	
Standard temperature range	-20° to 45° C (extreme weather kit optional)
Humidity	0% - 100%
Seismic Vibration	IBC site class D
Location	Outdoor
Noise @ rated power	< 70 DB @ 6 feet
Codes and Standards	
Complies with Rule 21 interconnection standards	
Exempt from CA Air District permitting, meets stringent CARB 2007 emissions standards	
Product Listed by Underwriters Laboratories Inc. (UL) to ANSICSA America FC 1	
Additional Notes	
Operates in a grid parallel configuration	
Includes a secure website for you to showcase performance & environmental benefits	
Remotely managed and monitored by Bloom Energy	
Capable of emergency stop based on input from your facility	

1.2. INSTALACIONES DE REFERENCIA

Bloom Energy asegura que su método de generación de electricidad es limpio, fiable y asequible, y que sus pilas de combustible pueden funcionar de forma continua, mientras se les suministre combustible, durante 30 años.

A diferencia de las pilas de combustible convencionales, que utilizan elementos como el platino, costosos y escasos, las de Bloom Energy utilizan materiales arenosos y cerámicos de “bajo coste”.

Además, su eficiencia se traduce, también según la compañía, en un consumo de gas en torno a la mitad del necesario para generar la misma electricidad de forma convencional, principalmente quemando el gas en una central termoeléctrica.

2. PILAS DE COMBUSTIBLE PARA TELEFONÍA MÓVIL Y PORTÁTILES

("Fundación Telefónica", 2005)

Es un hecho conocido que las necesidades de procesamiento de los teléfonos móviles, y, por tanto, su consumo de energía, aumentan más rápidamente que la capacidad de las baterías encargadas de suministrarla.

La integración de nuevos elementos en los terminales, como las pantallas a color, cámaras digitales, receptores de radio, reproductores multimedia, transceptores Bluetooth, etc., requieren un consumo de potencia superior al que presentaban los móviles hace unos pocos años.

Por supuesto, muchas de las tareas de procesamiento se realizan de forma más eficiente ahora que hace unos años, gracias a la integración de componentes y otros avances de la microelectrónica.

Otra de las razones por las que la vida de las baterías no ha disminuido reside en el hecho de que los móviles, con la densificación de las redes, necesitan transmitir con una menor potencia.

Pero a largo plazo, no parece que un aumento de la capacidad de almacenamiento de energía de las baterías de litio en torno a un 10-15% anual sea suficiente para proporcionar una duración entre recargas aceptable en terminales que incorporen, por ejemplo, discos duros, transceptores WiFi y/o receptores de TV digital (y que están cada vez más cerca del 'mass market').

La tecnología destinada a resolver esta situación era la de baterías de combustible. Este tipo de baterías utilizan hidrógeno, o un compuesto orgánico rico en hidrógeno (normalmente metanol) como combustible, que reacciona con el oxígeno para producir agua y energía eléctrica. Su utilización es cada día más frecuente para el transporte (por ejemplo, en coches híbridos y eléctricos) o en sistemas de alimentación ininterrumpida (como alternativa a los generadores diesel). Como en tantas otras ocasiones, el origen de esta tecnología, que tiene ya más de 50 años, fue militar, y su utilización en misiones espaciales es habitual. Su rendimiento es (según las fuentes) entre un 30 y un 300% mayor que el de las baterías de litio.

La mayor parte de las baterías de combustible para dispositivos portátiles utilizan, como se indica más arriba, metanol como combustible.

El problema con el metanol es que para poder reaccionar adecuadamente se requiere que esté diluido en agua en un porcentaje relativamente bajo (entre un 10% y un 30% dependiendo de la tecnología). La razón es que la membrana que separa el ánodo del cátodo en la batería suele estar compuesta de polímeros fluorados, que son excesivamente permeables a altas concentraciones de metanol, lo que ocasiona pérdidas de combustible.

Para evitar que, al tener que estar muy diluida, la carga de combustible ocupe un volumen demasiado elevado lo que se hace es aprovechar el agua que se genera en el proceso electroquímico para diluir el metanol. Esta estrategia, sin embargo, obliga a incorporar partes mecánicas a la batería para trasladar el agua generada del recinto donde tiene lugar la reacción al depósito de combustible.

El resultado son baterías complejas y voluminosas, aceptables a duras penas desde el punto de vista ergonómico cuando se trata de un ordenador portátil, completamente inviables para teléfonos móviles.

Existen prototipos de baterías de combustible sin partes mecánicas, pero en general la potencia que suministran es relativamente baja.

Para intentar resolver estos problemas hay quien propone otras variantes de la tecnología de baterías de combustible. Es el caso, por ejemplo, de la noticia sobre una batería de óxido sólido del tamaño de una pila de reloj.

En este caso, el principal inconveniente son las altas temperaturas necesarias para que se produzca la reacción, en torno a 600 °C. Obviamente, este tipo de baterías requieren de un aislamiento térmico que las encarece.

El caso es que, a pesar del apoyo decidido de operadores y fabricantes los retrasos en la salida comercial de productos basados en esta tecnología se han ido retrasando año tras año.

Tanto NTT DoCoMo como KDDI han apostado por ella de forma decidida, prometiendo un próximo lanzamiento de móviles con batería de combustible que, de momento, no han llegado a comercializarse.

En el último prototipo presentado por DoCoMo, la batería de combustible se utilizaba como un sistema de recarga para la batería de litio del móvil, utilizando hidrógeno como combustible (lo que proporciona un rendimiento mayor).

KDDI llegó a un acuerdo con Toshiba y Hitachi para disponer de prototipos de baterías de combustible para sus terminales a finales de este año 2005 y sistemas comerciales en 2007.

Independientemente de los problemas que comentábamos más arriba, hay otro problema más importante que dificulta la adaptación de las baterías de combustible para móviles. Y es que este tipo de baterías no se ajustan a los requisitos dinámicos de potencia de los teléfonos; es decir, no son capaces de generar los picos de potencia que demandan los móviles en determinados momentos. Así, aunque su densidad de potencia es mayor que la de las baterías de litio (son capaces de acumular más energía por unidad de volumen), resultan menos flexibles que estas a la hora de liberarla. Esta es una opinión que empieza a circular entre analistas y expertos.

Se ha divulgado en una entrevista con el CTO de CRM Fuel Cells, una empresa radicada en Cambridge especializada en esta tecnología, en la que se indica que, desde su punto de vista, este tipo de baterías no se utilizarán en los móviles (no así en otros dispositivos portátiles).

Nokia, por ejemplo, ha suspendido sus actividades de desarrollo de móviles que utilicen estas baterías y solo prevé a corto plazo su empleo en dispositivos como auriculares o reproductores multimedia (hace unos meses, por ejemplo, presentó unos auriculares Bluetooth con batería de combustible).

Por otro lado, el progreso en los sistemas de ahorro de potencia, con circuitos integrados que reducen su velocidad de reloj cuando realizan tareas menos intensivas en procesado, y las propias mejoras de las baterías de litio pueden ayudar a cubrir las necesidades de potencia de las nuevas generaciones de móviles.

Lo curioso es que para esto último se están utilizando las mismas nuevas tecnologías que para tratar de optimizar las baterías de combustible.

Se sabe que está en marcha el desarrollo por parte de Toshiba de una batería que podía recargarse hasta el 80% en tan solo 60 segundos gracias al empleo de nanomateriales, una línea de investigación que NEC, por ejemplo, está aplicando a las baterías de combustible.

3. ECTOS: PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN DE ISLANDIA

Cerca del 81 por ciento de la oferta de energía primaria en Islandia viene de fuentes locales de energía renovable.

En 2007, la Energía geotérmica proporcionaba alrededor del 66 por ciento de la energía primaria, la proporción de energía hidroeléctrica era del 15 por ciento, y los combustibles fósiles (principalmente petróleo) del 19 por ciento.

El principal uso de la energía geotérmica es para la calefacción de habitaciones, negocios y casas. El calor es distribuido a los edificios a través de extensos sistemas de calefacción urbana.¹ Alrededor del 85 por ciento de todas las casas en Islandia se calienta con energía geotérmica.

La energía renovable produce el 100 por ciento de la electricidad generada y aproximadamente el 70 por ciento proviene de la de tipo hidroeléctrico y el 30 por ciento restante de la geotérmica.

Islandia es un lugar ideal para poner a prueba la viabilidad del hidrógeno como un combustible de origen para el futuro, ya que es un pequeño país de apenas 320.000 habitantes, con más del 60% viven en la capital de , Reikiavik . La escala relativamente pequeña de la infraestructura, será más fácil para la transición del país a partir de aceite de hidrógeno. También hay un suministro abundante de energía natural que puede aprovecharse para producir hidrógeno en un renovables manera, lo que es perfecto para la producción de hidrógeno. Islandia es un participante en los programas internacionales de combustible de hidrógeno de investigación y desarrollo, y muchos países están siguiendo el progreso de la nación con intereses. Sin embargo, estos factores también hacen Islandia un mercado ventajoso para los vehículos eléctricos. Debido a que los vehículos eléctricos son cuatro veces más eficientes y menos costosos que los vehículos de hidrógeno, el país puede cambiar a vehículos eléctricos.



Islandia ya convierte su electricidad excedente en bienes exportables y de hidrocarburos reemplazos. En 2002 se produjeron 2.000 toneladas de gas de hidrógeno por electrólisis, principalmente para la producción de amoníaco para fertilizantes.

El primer paso para convertirse en una sociedad del hidrógeno era el proyecto de demostración ECTOS, que duró desde 2001 hasta agosto de 2005 y tuvo mucho éxito. Muchas empresas internacionales han contribuido al proyecto incluyendo Daimler Chrysler, que hizo los autobuses de células de combustible de hidrógeno, y Shell que produjo la estación de combustible de hidrógeno. La Comisión Europea patrocinó el proyecto.

La primera estación de combustible de hidrógeno en Islandia abrió sus puertas en 2003 en Reikiavik. Para evitar dificultades de transporte de hidrógeno es producido in situ mediante electrólisis para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. Toda la energía utilizada para producir el hidrógeno proviene de energías renovables de Islandia y el ciclo completo de la energía, del agua al hidrógeno en las pilas de combustible, no emite CO₂.

Durante el proyecto, los investigadores estudiaron la eficiencia de la utilización de hidrógeno como fuente de combustible. Se examinó la fiabilidad de la eficacia de combustible y el hidrógeno como combustible en autobuses. También estudiaron la rentabilidad de la utilización del hidrógeno como fuente de combustible y cómo el proceso de introducción de hidrógeno en el país podría ser implementado. Se examinaron las áreas específicas como la facilidad de incorporación de las estaciones de combustible y la producción de hidrógeno, y las precauciones de seguridad involucradas con la distribución y el uso de hidrógeno, un explosivo de combustible.

Anunciado en 1999, uno de los proyectos más interesantes es el que se lleva a cabo en Islandia, dentro de una estrategia gubernamental para eliminar el consumo de hidrocarburos líquidos. Es coordinado por el holding Icelandic New Energy (INE), que junto con Royal Dutch Shell impulsa la economía del hidrógeno en la isla.

Islandia tiene una población de 281.000 habitantes y más de la mitad de ellos viven en la capital (Reykjavic) o sus alrededores, lo que, según los expertos, hace al país muy apropiado para probar la energía del hidrógeno ya que una población pequeña y concentrada permite reducir el esfuerzo y los costos para la red de instalaciones necesarias en la producción de gas. Además, Islandia cuenta con importantes recursos renovables, fundamentalmente de energía geotérmica (que cubre actualmente cerca de 65% de las necesidades energéticas de ese país) e hidráulica, a partir de las cuales se puede obtener el hidrógeno.

En una de sus fases se usó una instalación ya existente de Shell y se basa en la tecnología de electrólisis de la empresa Norsk (energética noruega) para la producción de hidrógeno, usando como fuente primaria energías geotérmica e hidráulica.

Los primeros vehículos en servicio son un autobús Mercedes de servicio público y tres de Daimler-Chrysler, que circularán durante dos años en las calles de la capital.

Si el resultado es satisfactorio, el siguiente paso será proceder a la sustitución paulatina de los autobuses de transporte público actuales por los nuevos movidos por hidrógeno. A largo plazo, las autoridades islandesas esperan extender su uso a vehículos privados y a la importante flota pesquera nacional.

Esta isla (una principal y algunos islotes anexos) cuenta con un enorme potencial energético tanto hidráulico como geotérmico. Ya lleva varios años explorando las posibilidades del hidrógeno como combustible. Dispone de una pequeña red de distribución que alimenta camiones y coches, y próximamente también rellenará los tanques del primer barco comercial equipado con motores de hidrógeno. Se trata del Elding, un pequeño barco que se dedica a hacer excursiones de observación de ballenas para turistas.

Los motores hidrógeno del barco permitirán que, una vez avistadas las ballenas, los grandes motores diesel se apaguen y funcionar en modo silencioso, permitiendo a los turistas observarlas en completo silencio, y sin molestar a los cetáceos.

A parte de ser un reclamo para turistas buscando un viaje más ecológico, el Elding supone la primera prueba para adaptar estos motores a su flota pesquera, una de las mayores del mundo, y un paso más hacia el objetivo de Islandia de convertir toda su flota de vehículos de transporte al hidrógeno para 2050.

Varios estudios han sido realizados entre los habitantes, para saber la opinión de ellos con respecto a la utilización del hidrógeno como principal fuente de energía del país, un 93% de los islandeses aceptan esta nueva fuente, no como en otros países como Japón, donde se asocia con las bombas de la segunda guerra mundial, o Estados Unidos, donde se asocia con el desastre aéreo de Hindenburg en 1937.

4. HYFLEET: CUTE PROYECTO

En enero de 2006 se decidió continuar con las pruebas de los autobuses de hidrógeno como parte de la HyFLEET: proyecto LINDA, que abarca 10 ciudades de Europa, China y Australia, y que está patrocinado por la Comisión Europea.

Este proyecto estudió los efectos a largo plazo y las formas más eficientes de utilizar autobuses impulsados por hidrógeno.

Los autobuses son administrados durante periodos más largos de tiempo y la durabilidad de la célula de combustible está en comparación con el motor de combustión, que teóricamente puede durar mucho más tiempo.

El proyecto también compara la eficiencia de combustible de los buses originales con los nuevos autobuses de diferentes fabricantes que se supone que son más eficientes en combustible.

El proyecto finalizó en enero de 2007, y como resultado de la investigación salió un mejor bus, prototipo que se espera en 2008. Los detalles de nuevas manifestaciones que implican coches privados y un barco se espera para abril de 2007.

Otros proyectos

Islandia también ha comenzado otros proyectos que involucran hidrógeno.

El proyecto *EURO-HYPORT*²³, de 18 meses de duración, desde 2002, investigó la viabilidad del hidrógeno como combustible de exportación a Europa.

Las opciones incluyen el transporte del gas a través de una tubería submarina o en barco, o exportar electricidad generada en Islandia por medio de un cable submarino.

²³ Euro-Hyport. 'Feasibility study for export of hydrogen from Iceland to the European continent.' (N.d) http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/efchp_hydrogen15.pdf

Otro proyecto para construir un motor de hidrógeno H- barco comenzó en febrero de 2004 y está estudiando los aspectos prácticos del uso del hidrógeno como combustible para la flota pesquera de Islandia, una de las industrias más importantes del país.

El proyecto identificará y tratará de eliminar los obstáculos que pueden impedir que los vehículos marinos de uso del hidrógeno como combustible, tales como los problemas causados por el agua y la sal. También tratará de identificar y remediar la debilidad dentro de la pila de combustible para asegurar la protección de la vida marina.

El proyecto H-barco es un paso importante en el plan de Islandia para convertirse en el primer país en eliminar el uso de combustibles fósiles .

El financiamiento gubernamental, así como organizaciones privadas, tales como el World Renewable Energy Congress son los patrocinadores principales de la investigación en este sector.

Desde el hidrógeno a la electricidad

Los coches eléctricos ubicados estratégicamente con estaciones de carga para Islandia, tiene sentido donde el 75 por ciento de los habitantes del país vive a 37 kilómetros de la capital.

Los coches de hidrógeno no se espera que sean producidos en masa en cualquier parte del mundo, por lo menos hasta 2015, y con los primeros coches eléctricos saliendo de las líneas de producción en el 2010, que será más rápido para introducir vehículos eléctricos.

Islandia con un anillo de 840-millas de largo, teóricamente podría ser cubierta con sólo 14 estaciones de carga rápida.

Otros Proyectos²⁴:

5. ICELANDIC HIDROGEN HIGHWAY

6. ELDING

7. JYVASKYLA

8. H₂ INJECTION.

²⁴ Icelandic Hydrogen. 'ELDING'. (2007). <http://www.iceh2.com/elding.htm>

9. MOTORES DE HIDRÓGENO.

Cuando hablamos de motores a hidrógeno tenemos que distinguir básicamente a dos tipos de motores, el basado en "*celdas de combustible*" de hidrógeno que en sí se trata de un "motor eléctrico" que recibe electricidad de las propias celdas, y el "*motor de combustión interna*", similar a los motores convencionales, que logran la fuerza motriz gracias a la ignición del hidrógeno dentro de la cámara de combustión.

9.1. MOTOR DE HIDROGENO DE COMBUSTIÓN INTERNA

Las celdas de combustible son todavía caras y no son lo suficientemente fiables (tiempo de funcionamiento limitado). Así que hay fabricantes como BMW, Mazda, etc. que se han decidido por quemar el hidrogeno dentro de los motores de combustión interna, estos motores son muy similares a los convencionales.

El H_2 es altamente inflamable y se quema en concentraciones que van desde el cuatro hasta el 74 por ciento, produciendo algunos óxidos de nitrógeno (NO_x), pero sólo algunas trazas residuales de emisiones de dióxido de carbono e hidrocarburos (debido a que quema la película de aceite de las paredes de los cilindros). El H_2 se quema limpiamente, pero no a estándares de cero emisiones.

BMW y Mazda creen que se podrían vender motores duales de combustible y H_2 mientras se desarrolla la infraestructura de surtidores de hidrogeno en los países. BMW comenzó a experimentar con motores de H_2 en 1978 y ha construido flotillas de demostración. Mazda ha mostrado numerosos conceptos de motor rotativo (RX8s) de hidrógeno desde 1991.

Los BMW 750hL V12 que se construyeron en 2000 producían 201 CV con H_2 , llegando de 0 a 100 km/h en 9.6 segundos y tenían una autonomía de 289 km con poco menos de 19L de H_2 líquido. Mazda dice que su motor rotativo es inherentemente más adecuado al funcionamiento con H_2 .

El nuevo Valvetronic V-8 genera 181 CV con autonomía y desempeño similares. (Las variantes de gasolina de estos motores producen 326 y 325 CV, respectivamente).

Debido a que la entrada, compresión y combustión suceden en áreas distintas del motor, la cámara de entrada permanece más fría, lo que evita las retroexplosiones. También hay suficiente espacio para instalar dos inyectores directos de H_2 . El motor Renesis Hydrogen RE produce 110 CV con H_2 y 210 con gasolina.

BMW apoya la combustión de hidrógeno en motores convencionales; aunque es la ruta más rápida a la economía de hidrógeno, la eficiencia es menor, y la contaminación, mayor al compararse con las celdas de combustible y el motor eléctrico.

El uso de hidrógeno extiende la vida del motor y reduce el mantenimiento, ya que no se acumula carbón en la cámara de combustión ni en las bujías, y los gases resultantes son tan limpios que casi no se necesita cambiar el aceite del motor (sólo hay que rellenarlo periódicamente).

Estos motores arrancan y funcionan bien a bajas temperaturas, son tolerantes al hidrógeno "sucio" y serían comparativamente fáciles de mantener. Ahí se acaban las buenas noticias. Un estudio extenso de la Universidad Kelo en Japón demuestra que la combustión interna de hidrógeno está entre las menos eficientes de todas las plantas motrices de tecnología avanzada, principalmente debido a la gran cantidad de energía que se requiere para producir y comprimir, o licuar, el hidrógeno.

La propuesta más reciente de BMW, es el Hydrogen 7, el primer automóvil de hidrógeno de lujo que prácticamente no tiene emisiones contaminantes y es apropiado para el uso diario, pero sobretodo con la ventaja de contar con un motor de combustión bimodo de doce cilindros, que funciona tanto con hidrógeno como con gasolina convencional, convirtiéndose en un automóvil que puede funcionar sin estar pendiente del poder repostar hidrogeno en caso de falta de suministradores de este combustible.

Con motor, chasis y carrocería basados en los sedanes BMW 760i, el Hydrogen 7 incorpora un motor de 260 caballos de potencia, con el que es capaz de acelerar en 9,5 segundos de 0 a 100 km/h, y alcanzar una velocidad punta de 230 km/h, limitada electrónicamente. Indicadores que demuestran que este combustible no merma el desempeño de vehículos de altas prestaciones.

El motor de combustión bimodo del BMW Hydrogen 7 es el resultado de un trabajo de desarrollo orientado al futuro pero que ya se torna real. Este impulsor se basa en el propulsor de doce cilindros a gasolina de 6.000 cc, VALVETRONIC, de la serie 7.

El torque o par máximo es de 390 Nm, disponible a 4.300 r.p.m. La peculiaridad del motor V12 del BMW Hydrogen 7 consiste en que funciona de modo dual, lo que significa que sus doce cilindros pueden funcionar indistintamente con hidrógeno o con gasolina, lo cual es posible gracias a una nueva tecnología de control que garantiza la misma potencia independientemente del tipo de combustible disponible en el depósito. Uno de los depósitos ofrece capacidad para 8 kilogramos (unos 170 litros) de hidrógeno, y en un depósito convencional caben 74 litros de gasolina.

Funcionando con hidrógeno, el BMW Hydrogen 7 puede recorrer más de 200 kilómetros y otros 500 kilómetros con el sistema de combustión convencional de gasolina, es decir que se pueden recorrer muchos kilómetros hasta llegar a la siguiente gasolinera o a un surtidor de hidrógeno.

Este revolucionario automóvil tiene casi únicamente emisiones de vapor de agua cuando funciona con hidrógeno, y la empresa considera que en un futuro se podrán ofrecer vehículos con motores que únicamente utilicen hidrógeno.

En principio, al repostar no se diferencia de la utilización del depósito convencional de gasolina, pues tan solo hay que asegurarse de un acoplamiento hermético, que evita pérdidas de presión y de frío.

Este acoplamiento es similar al del surtidor de gasolina, lo que significa que el usuario lo introduce en la boca del depósito aplicando una ligera presión. El bloqueo del acoplamiento y el rellenado del hidrógeno se realizan de modo automático. Para abrir y cerrar la tapa del depósito, el conductor no tiene más que pulsar una tecla que se encuentra en el tablero de instrumentos. El proceso de repostar concluye en menos de 8 minutos.

El motor de combustión bimodo es más alto debido a las válvulas de inyección de H₂. Utiliza válvulas de inyección (inyectores) especiales y un conducto de combustible de presión variable. En el habitáculo los cambios se ven en el tablero de instrumentos donde se encuentran indicadores nuevos relacionados con la utilización de hidrógeno, como el símbolo «H₂», que se enciende cuando el motor está funcionando con hidrógeno, además hay un indicador en kilogramos del nivel del depósito de H₂ junto al indicador de gasolina. Además, la autonomía total y la reserva disponible se indican por separado para el hidrógeno y la gasolina.

Las modificaciones que más saltan a la vista en el habitáculo se encuentran en la parte posterior, debido al montaje del depósito de hidrógeno debajo de la bandeja trasera y detrás del banco posterior.

Diversas partes de la carrocería, especialmente desarrolladas para el del BMW Hydrogen 7, son de material sintético reforzado con fibra de carbono combinada con acero, de peso optimizado y, al mismo tiempo, más resistente a los impactos.

Esta solución compensa el mayor peso del motor y del sistema de alimentación de combustible y cumple con los criterios de seguridad especiales que plantea este innovador automóvil. Entre otros, los bastidores laterales están reforzados con este material sintético con fibra de

carbono. De esta manera, ante un choque el comportamiento del BMW Hydrogen 7 es exactamente igual al del BMW 760Li.

En cuanto a la seguridad, todos los componentes fueron concebidos de tal manera que cumplan con los estándares más estrictos. El depósito de hidrógeno líquido dispone del sistema de gestión del vapor de hidrógeno “boil-off” y, además, cuenta con dos válvulas que permiten la salida controlada del hidrógeno al entorno, por ejemplo en caso de haber una presión excesiva en el depósito (lo que puede suceder en caso de un impacto fuerte). El depósito como tal, pero también todos los demás componentes que se ocupan de la alimentación del hidrógeno al motor, son de doble pared. Las funciones de seguridad, especialmente previstas para el BMW Hydrogen 7, consiguen detectar con antelación cualquier irregularidad y activar las funciones de protección correspondientes. Por ello, el usuario siempre se mantiene informado sobre cualquier fallo en el sistema, aunque éste aún no represente peligro alguno.

Actualmente no existen estándares, normas y leyes generales que determinen el uso de vehículos con motor de hidrógeno. También hay diferencias entre los reglamentos que se refieren al uso de garajes. Estas reglas varían de país en país, pero también difieren los criterios aplicados por los propietarios de los estacionamientos públicos. Para evitar confusiones, el BMW Group no permite aparcar los vehículos movidos con hidrógeno en garajes cerrados. Sí está permitido conducir y aparcar en espacios semicerrados, por ejemplo en estacionamientos públicos o atravesando túneles. También se admite el uso de túneles de lavado y parar en garajes individuales no cerrados.

9.2. MOTOR ELÉCTRICO CON CELDAS DE COMBUSTIBLE

El fabricante Toyota ha logrado la homologación en Japón de un vehículo híbrido alimentado por celda de combustible que logra una autonomía de 830 kilómetros, frente a los 330 de la generación anterior.

El nuevo vehículo, FCHV-adv (Fuel Cell Hybrid Vehicle-Advanced) ha sido homologado con la nueva celda de combustible, de nuevo diseño y alto rendimiento, que aún será mejorada en una nueva fase de desarrollo, y ha sido probado rodando tanto a altas temperaturas como a bajas. A partir de los resultados proporcionados por estas pruebas, Toyota ha perfeccionado el sistema de celda de combustible de este vehículo para mejorar la autonomía y el arranque a bajas temperaturas, que habían frenado hasta ahora el uso generalizado de los vehículos de celda de combustible.

La unidad esencial de celda de combustible es el conjunto de electrodos y membrana (MEA, en sus siglas en inglés), donde el principal problema para los ingenieros fue el agua que aparecía en el interior y que interfería con la generación eléctrica dentro del MEA a bajas temperaturas.

Se llevó a cabo una importante labor de investigación, que incluyó pruebas de visualización interna, para comprender el comportamiento y la cantidad del agua generada en la celda de combustible, lo que permitió a los ingenieros optimizar el diseño del MEA para mejorar el arranque a bajas temperaturas.

Como consecuencia, el Toyota FCHV-adv puede arrancar y funcionar en zonas frías a temperaturas de hasta 30 grados bajo cero, lo que significa que el vehículo se puede utilizar en una mayor variedad de condiciones y climas. Esto llevó a una mejora de la eficiencia del combustible en un 25%, gracias al nuevo rendimiento de la celda de combustible, el perfeccionamiento del sistema de frenado regenerativo y la reducción de la energía consumida por el sistema auxiliar.

Otras modificaciones introducidas en la versión avanzada del vehículo son la incorporación de un control de degradación del catalizador del electrodo y la mayor duración de la celda de combustible. Los depósitos desarrollados por Toyota están fabricados en composite, un material muy ligero y extremadamente resistente. Además, van forrados por dentro con un lienzo de nylon que evita cualquier filtración del muy volátil hidrógeno. Este forro permite que el depósito sea menos grueso, con lo que, en el de 35 megapascales, cabe hasta un 10 por ciento más de hidrógeno comprimido. Así, la autonomía de los coches que empleen este tanque será más alta.

Con estas soluciones técnicas, Toyota logra solucionar dos de los principales problemas que presentan los depósitos para hidrógeno: la porosidad y el excesivo peso que se produce cuando se combate esa porosidad. Estos problemas, especialmente el del peso, hacía que, hasta ahora, los depósitos fuesen demasiado aparatosos y acabaran por lastrar las cualidades dinámicas de los vehículos que los llevaban.

Toyota actualmente con los últimos modelos ha conseguido depósitos de hidrógeno de alta presión a 70 Mpa, con los que el vehículo puede recorrer unos 830 kilómetros sin repostar; es decir, más del doble que el antecesor del Toyota FCHV-adv, el Toyota FCHV.

Como conclusión se puede decir que Toyota apuesta por la celda de combustible, sí, pero alimentada directamente por el hidrógeno contenido en depósitos embarcados en el coche. Es decir, descarta otras alternativas, como el "reformado" de combustible, que es la vía que emplean otras compañías. Con el reformado de combustible, lo que se hace es extraer el hidrógeno de la gasolina u otro hidrocarburo y enviar el hidrógeno "arrancado" a la célula de

combustible. Este proceso, más barato, también es más contaminante que el empleo de hidrógeno puro.

TÍTULO 4.- FUTURO DE LA PILA DE HIDRÓGENO.

La World Meteorological Organization (WMO) y la United Nations Environment Programme (UNEP) han creado el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), cuyo objetivo principal es el estudio del cambio climático.²⁵

Este comité ha destacado al hidrógeno y a las pilas de combustible como factores clave para controlar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Esta tecnología está mejorando de forma vertiginosa y generando gran expectación entre científicos y empresarios por su potencial de no emisión de dióxido de carbono (CO₂) y la revolución que supondría para la economía global.

Sin embargo, los automóviles con celdas de combustible todavía no se están comercializando en gran escala por fundamentalmente por el alto coste de estos vehículos. Los planes de infraestructura también requieren atención a la hora de construir estaciones de servicio para repostar combustible a lo largo de toda la geografía.

En octubre de 2002 se creó el Grupo de alto nivel sobre el hidrógeno y las pilas de combustible. A este grupo, se le encargó que redactase el documento: La energía del hidrógeno y las pilas de combustible.

En dicho documento se deberían de reflejar las actividades de investigación y de tipo no técnico necesarias para pasar de la actual economía basada en la energía de los combustibles fósiles a una futura economía sostenible orientada al hidrógeno con convertidores de energía de pilas de combustible.

En este informe se forjan una serie de pautas para realizar una planificación estratégica futura y recomendaciones para profundizar los esfuerzos en investigación, desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y de las pilas de combustible con el fin de allanar el camino hacia una economía del hidrógeno sostenible.

²⁵ Tecnociencia. (Febrero 2005). www.tecnociencia.es

Ford, Daimler-Chrysler, Honda, General Motors y Toyota son algunas de las grandes compañías que trabajan intensamente para la obtención de vehículos de emisión cero impulsados por pilas de combustible. Se ha previsto una producción a escala industrial de vehículos dentro del periodo 2008-2010.

Tanto en el ámbito nacional, el Plan Nacional de I+D+I 2004-2007, como en el europeo a través del VI Programa Marco, se hace una clara referencia a la tecnología de las pilas de combustible como acciones estratégicas futuras.

Un informe del consultor financiero PricewaterhouseCoopers predijo que la industria de pilas de combustibles supondrá un valor de 46.000 millones de dólares (unos 61.000 millones de euros) a nivel mundial en el año 2011. Se ha estimado además que para el año 2020 el mercado potencial de pilas de combustible será de 145.000 millones de dólares (unos 193.000 millones de euros) y se crearán 15.000 empleos por cada mil millones de dólares demandados en esta tecnología.

Islandia es el país que más esfuerzos realiza para constituirse en la primera economía de hidrógeno del mundo. De hecho, planea producir, en una primera fase, hidrógeno a partir de agua y abastecer así a todo el país y en el futuro convertirse en exportador.

Además ha realizado una enorme inversión para que todo el transporte público se propulse por medio de este combustible.

Fuentes:

- Innovation in Fuel Cell Technology. Western Economic Diversification Canada
- European Hydrogen Association
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)
- 2004 Fuel Cell Industry Survey. PricewaterhouseCoopers
- 2003 Fuel Cell Industry Survey. PricewaterhouseCoopers
- La energía del hidrógeno y las pilas de combustible. Comisión Europea
- Plan Nacional de I+D+I 2004-2007
- VI Programa Marco

Al ser una fuente de energía alternativa de reciente aplicación, alrededor de 60 empresas en todo el mundo trabajan en la investigación, desarrollo y determinación del hidrógeno, con el objeto de hacerlo más confiable, durable y de menor costo. Los analistas están considerando seriamente que esta tecnología dé un gran salto hacia nuevas expectativas globales, como en su momento lo hizo el motor de combustión interna, teniendo impactos positivos tanto económicos como en el medio ambiente.

Las celdas de combustible, al ser generadoras de electricidad, encuentran un amplio espectro de aplicaciones que van desde dispositivos portátiles como: laptops, agendas electrónicas, teléfonos celulares, autos y autobuses eléctricos, hasta la distribución energética en hogares, comercios, oficinas, escuelas, hospitales y edificios enteros.

La tecnología, la ciencia y las políticas energéticas de los países más desarrollados, están cada vez más definidas por el uso de las celdas de combustibles como medios de producción de energía; basta con dar un vistazo a los Estados Unidos, en donde la administración del Presidente George Bush ha comprometido inversiones de más de 1.7 billones de dólares en investigación y uso del hidrógeno como sustituto del petróleo.

Actualmente, los principales fabricantes de automóviles cuentan con programas de investigación y desarrollo de la tecnología.

Estas experiencias las encontramos en el NECAR 4 y el NEBUS desarrollados por la empresa Daimler-Chrysler.

El primero, a partir del Mercedes Benz Clase A, consume hidrógeno líquido y es considerado como “el vehículo cero emisiones”, alcanzando una velocidad máxima de 145 km/h, con una autonomía de 450km y un espacio para cinco pasajeros y su equipaje.

El segundo prototipo, ha reportado eficiencias de conversión de energía de hasta un 55%, casi un 15% mayor que un motor Diesel.

Otros ejemplos se encuentran en los autobuses experimentales de transporte público que circulan por las calles de Chicago y de Vancouver. Estos proyectos han arrojado resultados y experiencias de su comportamiento en condiciones normales de tráfico.

En lo que respecta a plantas de generación las aplicaciones son variadas, desde pequeñas celdas para alimentar teléfonos celulares, pequeños equipos electrónicos, hasta unidades de 200 kW, para alimentar de energía eléctrica a industrias o zonas habitacionales.



Existen alrededor de 200 instalaciones de este tipo alrededor del mundo con resultados favorables.

Empresas como Air Products en Estados Unidos ofrecen una gran variedad de productos con el hidrógeno como materia prima para plantas coproductoras de electricidad (instalación y puesta en marcha), flotas de vehículos industriales propulsados por células de combustible, cursos de formación de operarios y técnicos en la manipulación del hidrogeno a lo largo de todo un proceso en planta, así como auditorias, etc.

La flexibilidad de esta “energía limpia” en el mercado no sólo está suscitando una diferencia entre las empresas del sector energético por impulsar el futuro a su favor, sino que está provocando en Europa, y próximamente en el continente americano, que uno de cada doce puestos de trabajo esté vinculado con la automoción y la combustión de hidrógeno, así como de otras fuentes de energía alternas a los convencionales.

CAPÍTULO 3.- DEPENDENCIA ENERGÉTICA Y PERSPECTIVAS

El petróleo es el commodity de mayor comercio en los mercados del mundo.²⁶

La utilización del gas natural como combustible está expandiéndose en forma acelerada desde que se ha resuelto el problema de su transporte.

La demanda de gas natural en los EE.UU. fue estimulada en los años 80, en parte por el deseo de diversificar las fuentes de energía después de los aumentos excesivos en los precios del petróleo.²⁷ Tal demanda ha continuado debido a los claros beneficios ambientales del gas natural sobre otros hidrocarburos y su eficiencia térmica en la generación de electricidad.

Hoy día la demanda mundial de energía pasa por sus altas y por sus bajas, pero ya se estima que la demanda mundial de energía para 2030 se ubicará cerca del 35% más alta que en 2005, y será impulsada por el notorio crecimiento de los países que no integran la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), estos son China y la India. Aunque sin mejoras en la eficiencia de la utilización de la energía, la demanda llegaría a ser un 95% mayor, así lo señala las proyecciones del informe *"Perspectivas sobre el suministro y la demanda internacional de energía hasta el 2030"*. Dicho informe fue presentado por Exxon Mobil.

Exxon Mobil, calculó que desde 2005 a 2030 el Producto Interno Bruto (PIB) a nivel mundial registrará una expansión a una tasa promedio anual de 2,7%, a la vez que la población se incrementará de 6.700 millones a casi 8.000 millones de personas. Uno de los factores que harían elevar la demanda mundial de energía, sería generado por el previsto crecimiento económico dejando detrás a la crisis financiera internacional y al antes dicho aumento de la población, por lo que se espera que ésta aumente a una tasa promedio anual del 1,2% durante dicho periodo.

Mientras que, en los países no miembros de la OCDE la economía tendrá un crecimiento mayor que en las naciones europeas y Estados Unidos, que son parte de la OCDE, según las proyecciones tendrán una demanda de energía del 60%.

Dentro de los sectores que registrarán una mayor demanda de energía, serán el sector de generación de electricidad, el industrial, de transporte y comercial y residencial. El sector de generación de electricidad es el sector de mayor demanda y a la vez el de más rápido

²⁶ ExxonMobil. 'The Outlook for Energy. A View to 2040'. (2012).
http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_eo2012.pdf

²⁷ "Why Would an Electric Utility Want to Increase Dependence on Natural Gas", 1991

crecimiento dentro del período analizado captando el 40% del total de la demanda. Mientras que, la demanda de combustibles para transporte permanece en sostenido crecimiento debido al mayor uso de camiones y autobuses.

En cuanto a las fuentes de energía, habrá una alta demanda de combustibles que permitan reducir las emisiones de carbono como es el gas natural. Mientras que el petróleo seguirá como la mayor fuente de energía, detrás viene el gas natural, la energía nuclear y los combustibles alternativos verán un fuerte crecimiento y las emisiones globales de carbono subirán a un promedio de 0,9% anual.

Un reto presente y futuro, es lograr un uso eficiente de la energía, poder ampliar las fuentes energéticas, y a la vez disminuir las emisiones de carbono y desarrollar nuevas tecnologías acordes a los tiempos y necesidades actuales y futuras.

El consumo mundial de energía cayó un 1,1% en 2009 debido a la recesión, señaló el grupo petrolero británico BP en su informe anual sobre energía, señalando que era un movimiento "excepcional" que no se había visto desde 1982.

BP estimó por otra parte que las reservas mundiales de petróleo probadas eran de 1,33 billones de barriles al final de 2009, lo que representa un aumento del 0,05% con respecto al año anterior y una cantidad suficiente para asegurar la producción de 2009 durante 45,7 años.

El principal economista del grupo, Christoph Ruehl, indicó en la presentación de este informe que el consumo de los países industrializados de la OCDE cayó un 5%, más que el desplome de su Producto Interior Bruto (PIB) en 2009, año en que consumieron menos energía que 10 años antes. "La evolución en favor de los países en desarrollo continúa", observó. El consumo de energía fuera de la OCDE aumentó en cambio un 2,7%, más que el PIB de estos países, liderado por China.

Las nuevas cifras de reservas probadas de 2012, que tienen en cuenta las arenas bituminosas de Canadá actualmente "en desarrollo activo" y una revisión al alza de las reservas oficiales de Venezuela.

Por otra parte, BP anunció que las actuales reservas de gas bastaban para 62,8 años y las de carbón para 119 años. El encargado de esta presentación es habitualmente el consejero delegado Tony Hayward, pero éste está totalmente dedicado actualmente a la marea negra provocada por la explosión de una plataforma de BP el 20 de abril en el Golfo de México.



El acceso abierto evita:

- Subutilización de inversiones
- Lenta circulación de inventarios - Imposibilidad de adquirir cargamentos “spot” a un menor precio.
- Monopolización del mercado al controlar la entrada a la importación de gas natural



SECCIÓN 1.- CONSUMO GLOBAL DE ENERGÍA

La edición 62 del “BP Statistical Review of World Energy 2013”²⁸ revela cómo *2012 vio el mayor incremento anual, jamás registrado, de la producción de petróleo en EE.UU., así como nuevas evidencias de la flexibilidad del sistema energético mundial para adaptarse a los rápidos cambios globales.*

EE.UU. registró en 2012 el mayor crecimiento en la producción tanto de petróleo como de gas natural de todo el mundo, gracias a la creciente producción de hidrocarburos no convencionales como el petróleo de formaciones compactas tight oil, un ejemplo de la cada vez mayor diversidad de fuentes de energía a medida que el mercado mundial continúa adaptándose, innovando y evolucionando. *Con el aumento de la producción de gas natural abaratando los precios en EE.UU., el gas natural desplazó al carbón en la generación eléctrica, lo que supuso que EE.UU. experimentase el mayor descenso de consumo de carbón del mundo.*

Además, en 2012 se produjo la *mayor caída anual de la producción mundial de energía nuclear.* En Japón, donde la generación eléctrica de origen nuclear casi desapareció tras el accidente de Fukushima de 2011, el aumento de las importaciones de combustibles fósiles, incluido el gas natural licuado (LNG) «mantuvo las luces encendidas». En Europa, donde los precios del gas fueron mayores que en EE.UU., los generadores de electricidad tomaron un rumbo diferente al de EE.UU. y el gas sigue compitiendo con el carbón.

El informe también reveló la *caída del crecimiento global del consumo de energía al 1,8% en 2012, por debajo del 2,4% del año anterior.* Esto se debió en parte a la *recesión económica y también a que los particulares y las empresas respondieron a los elevados precios siendo más eficientes en el uso de la energía.* Las economías emergentes –los países no pertenecientes a la OCDE– fueron los responsables del crecimiento de la demanda, siendo China e India ellas solas quienes sumaron cerca del *90% de ese incremento.* Hace solamente veinte años, las economías emergentes suponían solamente el 42% del consumo mundial, esta cifra alcanza el 56% en la actualidad.

Por segundo año consecutivo, las interrupciones en el suministro de petróleo de África y Oriente Medio fueron compensadas entre otros por productores de Oriente Medio, con una producción récord de petróleo en Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos y Qatar.

²⁸ BP. ‘Statistical Review of World Energy’. (2013).

<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9026015&contentId=7048013#7297713>



Pese a estos aumentos de suministro, *los precios nominales promedio del petróleo alcanzaron un nuevo máximo.*

El *carbón* continuó siendo el combustible fósil de más rápido crecimiento, con China consumiendo ahora, por primera vez, la mayoría del carbón mundial - pero también fue el *combustible fósil que experimentó el crecimiento más débil*, teniendo en cuenta su promedio histórico.

Las energías hidroeléctrica y renovable (junto con el barato gas natural de Norteamérica) compitieron con el carbón en la generación de electricidad. *La producción mundial de biocombustibles cayó por primera vez desde 2000* debido a la debilidad de EE.UU., *pero las renovables en la generación eléctrica crecieron un 15,2%* y batieron su propio record al alcanzar el 4,7% de la producción eléctrica mundial.

Las emisiones globales de dióxido de carbono (CO₂) originadas por el uso de energía continuaron creciendo en 2012, pero a un ritmo más lento que en 2011. El menor uso de carbón contribuyó a que EE.UU. redujese sus emisiones de dióxido de carbono a niveles de 1994, y las emisiones de la UE se redujeron pese a la mayor cuota de mercado del carbón en la generación eléctrica en detrimento del gas natural.

Lo más destacado del informe de datos sobre energía:

- El consumo mundial de energía primaria creció un 1,8% en 2012, muy por debajo de la media del 2,6% de los últimos diez años.
- El consumo de los países de la OCDE cayó un 1,2%, encabezado por el descenso del 2,8 % en EE.UU. (la mayor reducción del mundo en términos volumétricos).
- El consumo fuera de la OCDE creció un 4,2%, por debajo del promedio del 5,3% de la última década.
- El crecimiento del consumo global estuvo por debajo de la media en todos los combustibles fósiles y la energía nuclear. Por regiones, el crecimiento fue inferior a la media en todo el mundo excepto en África.
- El petróleo continúa siendo el principal combustible, con un 33,1% del consumo mundial de energía, aunque sigue perdiendo cuota de mercado por 13º año consecutivo y su actual cuota de mercado es la más baja que se ha registrado, desde que BP comenzó a recopilar datos en 1965.



TÍTULO 1.- PREVISIONES UTILIZACIÓN FUENTES DE ENERGÍA

Según el informe de ExxonMobil 2012 "The Outlook for Energy - A View to 2040"²⁹:

La demanda de carbón llegará a su máximo alrededor de 2025 y luego disminuirá, ya que las mejores parejas de eficiencia implican un cambio a energías menos intensivas en carbono, particularmente en sector el de la producción la electricidad. Este cambio será dirigido por la OCDE; pero incluso China, que hoy en día representa cerca del 50 por ciento de la demanda mundial de carbón, verá su caída el uso del carbón por más de 10 por ciento hasta el 2040. Esta sería la primera disminución a largo plazo en el uso mundial de carbón desde el inicio de la Revolución Industrial.

Sin embargo, el mix combinado de petróleo, gas y carbón supondrá las cuatro quintas partes del mix de combustibles del periodo 2010-2040.

La demanda global de combustibles menos intensivos en carbono - gas natural, la energía nuclear y las energías renovables - aumentarán a un ritmo más rápido que la media.

La energía nuclear crecerá en promedio a alrededor de 2,2 % al año, un aumento sustancial, pero inferior a proyecciones antes del daño 2011, debido al tsunami de la planta Fukushima en Japón.

Eólica, solar y biocombustibles también verán un fuerte crecimiento. Para el año 2040, van a dar cuenta de aproximadamente el 4 por ciento de la demanda global. EL crecimiento de la energía eólica es especialmente rápido. El viento es la fuente de energía de más rápido crecimiento en el curso de las perspectivas, con un aumento de un 8 % al año - o más del 900 por ciento - durante el período.

El uso de combustibles de biomasa tradicionales seguirán una fuerte caída en los países no miembros de la OCDE.

Tal vez el elemento más espectacular de la zona residencial /sector comercial no es la cantidad de energía que se utiliza en hogares y negocios en los próximos 30 años, sino los tipos de energía. A nivel mundial, ExxonMobil espera en los sectores residencial/comercial que continúe el cambio hacia la electricidad y lejos de los combustibles primarios utilizados

²⁹ ExxonMobil. 'The Outlook for Energy - A View to 2040'. (2012).
http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_eo2012.pdf

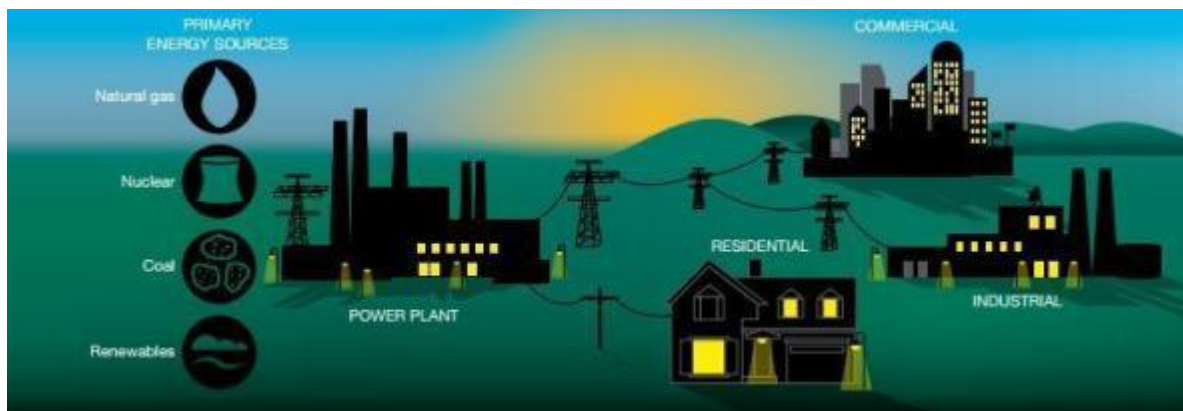
directamente por los consumidores. Esta tendencia ha estado en marcha desde hace varias décadas, pero seguirá fortaleciéndose durante el período.

En 2040, la electricidad será responsable de alrededor del 40 por ciento de la energía utilizada en el sector residencial/comercial, en comparación con el 30 por ciento actual. Este cambio ayuda a explicar por qué la generación de electricidad será el de más rápido crecimiento como la demanda de fuente de energía hasta el 2040.

El paso a la electricidad en el sector residencial / comercial está sucediendo en todas las partes del mundo, pero por distintas razones:

En los países de la OCDE, la electricidad está principalmente desplazando al petróleo; la economía y otros factores que impulsan a los consumidores de combustibles como el gas licuado de petróleo (GLP), queroseno o destilado por sus necesidades de calefacción y de cocina.

En los países no miembros de la OCDE, la electricidad está cada vez más complementando o sustituyendo a los combustibles tradicionales de biomasa. Esta tendencia es positiva de varias maneras. Combustibles de biomasa tradicionales, como la madera y el estiércol son perjudiciales para la calidad del aire y peligroso de utilizar. Un mayor acceso a la energía moderna ayuda a reducir la pobreza y mejorar la salud, la educación, la seguridad y el progreso social. Incluso hoy en día, más de 1,3 billones de personas -una quinta parte de la población mundial- carecen de acceso a electricidad.



TÍTULO 2.- DEMOGRAFÍA Y PERSPECTIVAS SOBRE DEMANDA ENERGÉTICA

La demografía y la expansión económica impulsan la demanda energética. El crecimiento demográfico es una razón por el que el informe de 2013 de ExxonMobil ve la *demanda mundial de energía aumentará en unos 30 por ciento de 2010-2040*.³⁰ Se prevé que para el año 2040, habrá cerca de 9 billones de personas en el planeta, frente a los cerca de 7 billones en la actualidad.

Pero el crecimiento demográfico se está desacelerando.

Esta desaceleración global, junto con las ganancias en materia de eficiencia energética, promoverá la significativa desaceleración de crecimiento de la demanda energética que ha estado en marcha desde hace décadas.

ExxonMobil prevé que la *demanda mundial de energía seguirá aumentando en 20% de 2010 a 2025*, pero sólo en un *10% en 2025-2040*.

La población es fundamental para proyectar la demanda de energía. *De particular importancia la población en edad laboral* del país -personas de 15 a 64 años de edad- porque ese grupo es el motor del crecimiento económico y la demanda de energía.

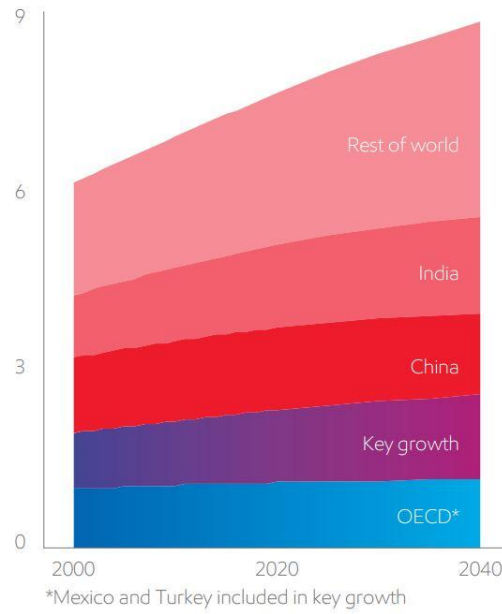
En los países de la OCDE, las tasas de natalidad y otros factores están produciendo un porcentaje creciente de ciudadanos mayores. En China, cuya población alcanzará su punto máximo alrededor del año 2030, veremos una fuerte caída de su grupo en edad de trabajar. Este cambio, atado a las políticas sobre el tamaño de la familia, ayuda a explicar por qué el *Producto Interior Bruto de China (PIB) (y su demanda de energía)*, se espera que se modere en las próximas décadas.

India, por su parte, tendrá un crecimiento fuerte en su población y su grupo en edad de trabajar, al igual que África. Estas tendencias demográficas ayudarán a que la *India y África se convierten en dos de los más fuertes áreas de crecimiento del PIB hasta el 2040*.

³⁰ ExxonMobil. 'The Outlook for Energy - A View to 2040'. (2012).
http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_eo2012.pdf

Global population

Billions of people



Gráfica 13.- Perspectivas a 2040 de la demografía global por región

Exxon Mobil. 'The Outlook for Energy - A View to 2040'. (2012).

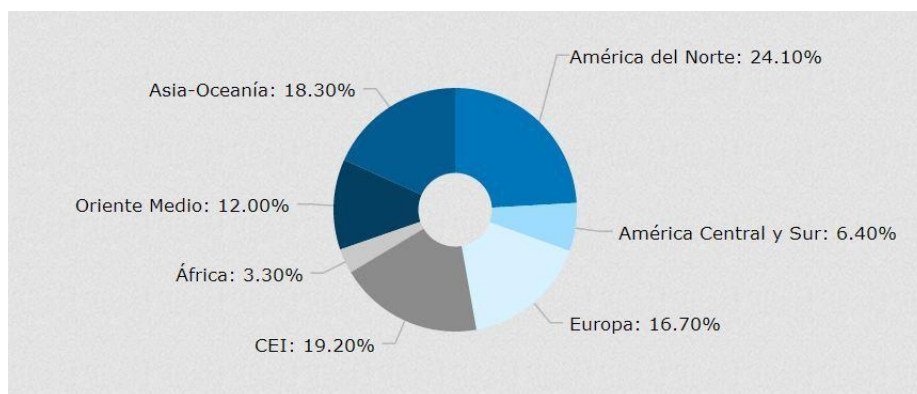
<http://cdn.exxonmobil.com/~media/Reports/Outlook%20For%20Energy/2014/2014-Outlook-for-Energy-print-resolution.pdf>

TÍTULO 3.- CONSUMO Y PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL. PERSPECTIVAS

1. CONSUMO GLOBAL DE GAS NATURAL

Las áreas que han mostrado un mayor dinamismo son EE.UU., y en general América del Norte en su conjunto, así como el mercado asiático, que continúa vigoroso pese a la suavización de la tasa de crecimiento de las economías de la zona, particularmente de China.

La demanda europea, por otro lado, se ha mostrado menos activa por dos causas principales: el poco dinamismo de las economías y la competencia del carbón procedente de Estados Unidos en generación eléctrica. Este último elemento se ha visto favorecido por una menor presión para el descenso de los gases de efecto invernadero.



Gráfica 14.- Distribución Mundial de las Ventas de gas natural. 2012
Sedigas. (2013). <http://www.sedigas.es/informeannual/2012/43.html>

La AIE, en su publicación mensual Monthly Gas Survey, señala que en EE.UU. la demanda ha aumentado un 4,9% hasta octubre. En los países de la OCDE del área del Pacífico el crecimiento ha sido del 8%, con un fuerte avance en Japón (+11,4%) y, en menor medida, en Corea del Sur (+5%).

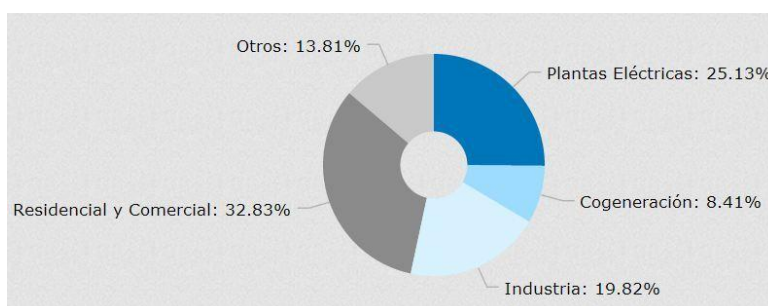
Un dato que requiere cierta atención es que las emisiones de CO₂ en EE.UU. han disminuido durante 2012 cerca de un 10% sobre la cifra de 2011. La reducción del consumo de gasolina por la subida de precios, es una de las causas que señala la agencia EIA. Las otras dos están relacionadas con el descenso en el consumo de carbón en las plantas de generación y su desplazamiento por gas natural.

Estados Unidos es el país que consume más gas natural en el mundo, aproximadamente un 22% sobre el total. Le siguen Rusia, Irán, China y Japón.

China ha duplicado su consumo de gas natural desde el año 2007. Por otro lado, India ha aumentado su consumo desde 2007 en un 50%. Ambos países, junto a Japón desde el tsunami de marzo de 2011, son dos de los grandes destinos de los buques de GNL y los principales causantes de unos precios más elevados en la zona asiática.

Cabe resaltar que el alto nivel de contaminación en buena parte de las ciudades chinas, está generando la potenciación del transporte mediante vehículos de gas natural (NGV). Así, el consumo en transporte ha pasado de 2 bcm en el año 2000, a más de 10 bcm en 2010; el mayor importador de GNL de China (CNOOC) construirá al menos 1.000 estaciones de servicio de GNL para automoción hasta 2015.

El consumo estimado de gas en China ha superado los 150 bcm en 2012, con un aumento del 15% sobre 2011. Se espera que en 2015 alcance los 230 bcm, de acuerdo con las estimaciones de la Comisión Nacional de Desarrollo y Reformas.



Gráfica 15.- Estructura del consumo mundial de gas natural por sectores en la OCDE (%). 2010.

Sedigas. (2013). <http://www.sedigas.es/informeannual/2012/43.html>

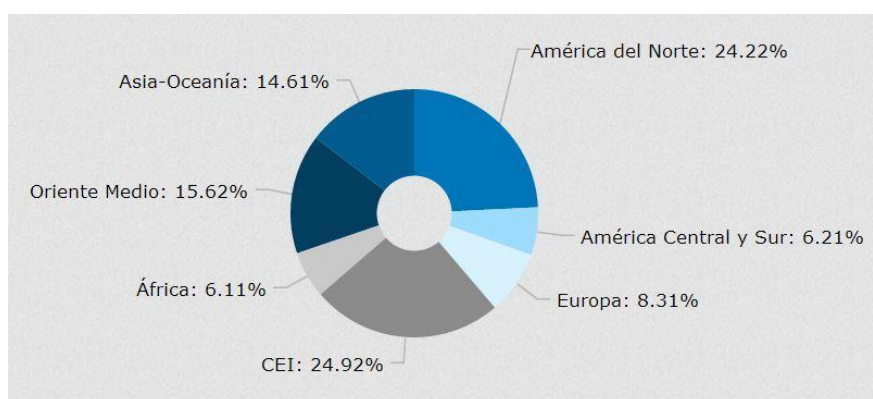
Los almacenamientos subterráneos juegan un papel destacado para garantizar la seguridad de suministro. En este sentido, Cedigaz ha estimado en 675 el número de almacenamientos en el mundo en octubre de 2012, con una capacidad total de 375 bcm. Junto con el reforzamiento de las conexiones internacionales por gasoducto y la construcción de terminales de regasificación, conforman algunas de las herramientas más poderosas para la seguridad de suministro.

Ver tablas de datos en Anexo II.

2. PRODUCCIÓN GLOBAL DE GAS NATURAL

El 65% de la producción mundial se concentra en América del Norte, el área de la CEI (la antigua URSS) y Oriente Medio, donde destacan EE.UU, Rusia, Irán, Catar y Canadá. Junto con estos países, 10 más superan la cifra de producción de 60 bcm por año. Entre ellos hay dos europeos (Noruega y Países Bajos).

Cabe destacar la trayectoria seguida por la producción de shale gas en los Estados Unidos, que ha pasado de 28 bcm en 2006, a más de 200 bcm en 2012. Junto con EE.UU., Oriente Medio y Asia-Oceanía han aportado las cantidades más significativas de producción adicional en 2012.



Gráfica 16.- Producción Mundial Comercializada de gas natural. Distribución % por grandes áreas geográficas.

Sedigas (2013) <http://www.sedigas.es/informeannual/2012/44.html>

Ver tablas de datos en Anexo II.

3. COMERCIO INTERNACIONAL

El comercio internacional ya llega a los 1.000 bcm (una tercera parte de la producción mundial), una cifra destacada si la comparamos con los 630 bcm del año 2000 (un 22% de la producción mundial).

Entre los principales hechos destacan la disminución de las exportaciones rusas a Europa, el descenso de las exportaciones argelinas, el aumento de las exportaciones desde Turkmenistán a China y el aumento de las exportaciones bolivianas a Brasil.



Rusia es el primer país exportador de gas natural del mundo, con una cuota que supera el 22%, seguido de Catar. A continuación se encuentran Noruega, que exporta cada año alrededor de 50 bcm (la inmensa mayoría a países europeos a través de los gasoductos que cruzan de norte a sur el Mar del Norte, aunque dispone de una planta de licuefacción en Snohvit, en la isla Melkaya), Argelia y Estados Unidos (estos últimos, a la espera de datos definitivos).

Las cifras así lo indican; según el Informe Anual de 2007 de la EIA, la previsión de importaciones netas crecientes de gas natural para el año 2020 era de 150 bcm. En 2007 las importaciones fueron de 108 bcm y, en la actualidad, están por debajo de los 55 bcm.

Canadá es uno de los países que más está viviendo este cambio en el mercado de los EE.UU., al ver disminuidas sus exportaciones hacia este país en un 20% desde 2007.

Japón ocupa, de una manera clara, la primera posición en cuanto a países importadores de gas, con unos 115 bcm en 2012. Este país se ha incluido tradicionalmente entre los primeros puestos de la lista de países importadores de gas natural, aunque la situación se ha consolidado a raíz del tsunami de marzo de 2011.

EE.UU. ocupa la segunda posición, si bien sus importaciones netas (importaciones menos exportaciones) son menos de la mitad que las de Japón, que no exporta. En tercer y cuarto lugar se sitúan dos países europeos, Alemania e Italia, por este orden. Recordamos que Italia no tiene parque nuclear. En quinta posición está Corea, con unos 50 bcm.

Ver tablas de datos en Anexo II.



1.1. COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Según Sedigas³¹, la capacidad mundial total de licuefacción a final del año 2011 es de 280 millones de Tm de GNL por año.

En primer lugar, destaca Qatar, con una capacidad de 77,2 MTm/año; en segunda posición se sitúa Indonesia, con 36,4 MTm/año; Malasia ocupa la tercera posición, con 32 MTm/año, y Argelia (20,3 MTm/año) y Australia 19,5 MTm/año), se sitúan en 4º y 5º lugar, respectivamente.

Actualmente hay en el mundo 18 países con instalaciones que permiten exportar gas natural licuado. El GNL se ha mostrado en los últimos años como una solución idónea para abastecerse de gas en el mercado internacional. Permite a muchos países contar con una opción flexible, con una oferta creciente año tras año y dar una respuesta eficaz a situaciones de dependencia que limitaban y ponían en peligro la seguridad de abastecimiento.

El comercio internacional de GNL es previsible que gradualmente acelere su crecimiento, llegando al 6% anual en 2016/2017, según una estimación de Cedigaz realizada en diciembre de 2012. Esta tesis está avalada por varias razones: el boom del mercado asiático, que explica alrededor del 65% del crecimiento mundial del 2012 al 2016, una fuerte expansión de nuevos importadores en el hemisferio sur y un resurgimiento de la demanda de GNL en Europa después de 2013. En relación con este último punto emergen nuevos importadores, como Polonia y Lituania.

No obstante, en 2012 el comercio de GNL ha crecido menos que el efectuado por gasoducto, después de una evolución más potente en los tres años anteriores. Cedigaz estima que el ejercicio se cerrará con un incremento del 0,8%. Esta situación puede ser motivada por varios factores: restricciones del gas disponible para alimentar las plantas de licuefacción (por ejemplo, en las plantas del norte de África la utilización ha estado por debajo del 65%); interrupciones, programadas o no, en las operaciones de las plantas, y retrasos en el inicio de las puestas en marcha de algunas de las plantas previstas, principalmente.

Según Cedigaz, los países con mayores descensos en sus exportaciones de GNL son Indonesia, Malasia, Yemen, Argelia y Egipto.

³¹ Sedigas. 'El GNL supone el 30% del total del comercio mundial'. (mayo 2014).
<http://www.sedigas.es/informeanual/2012/45b.html>

Algunas de las pautas del comercio del GNL en 2012 han sido: crecimiento del 11% de las importaciones de Asia-Oceanía, lideradas por Japón, China e India; descensos de los flujos con destino a Europa (23%), con descensos del 45% en el centro de Europa y de alrededor del 52% en el Reino Unido; descenso (20%) de las importaciones de GNL en Norte América, llegando a un 50% en el caso de EE.UU, y aumento en un 28% en las importaciones de GNL de Oriente Medio (Kuwait y EAU) y América del Sur (Chile, Brasil y Argentina).

La flota de buques metaneros en 2012 es de 385.

Ver tablas de datos en Anexo II.

Major trade movements 2012
Trade flows worldwide (billion cubic metres)

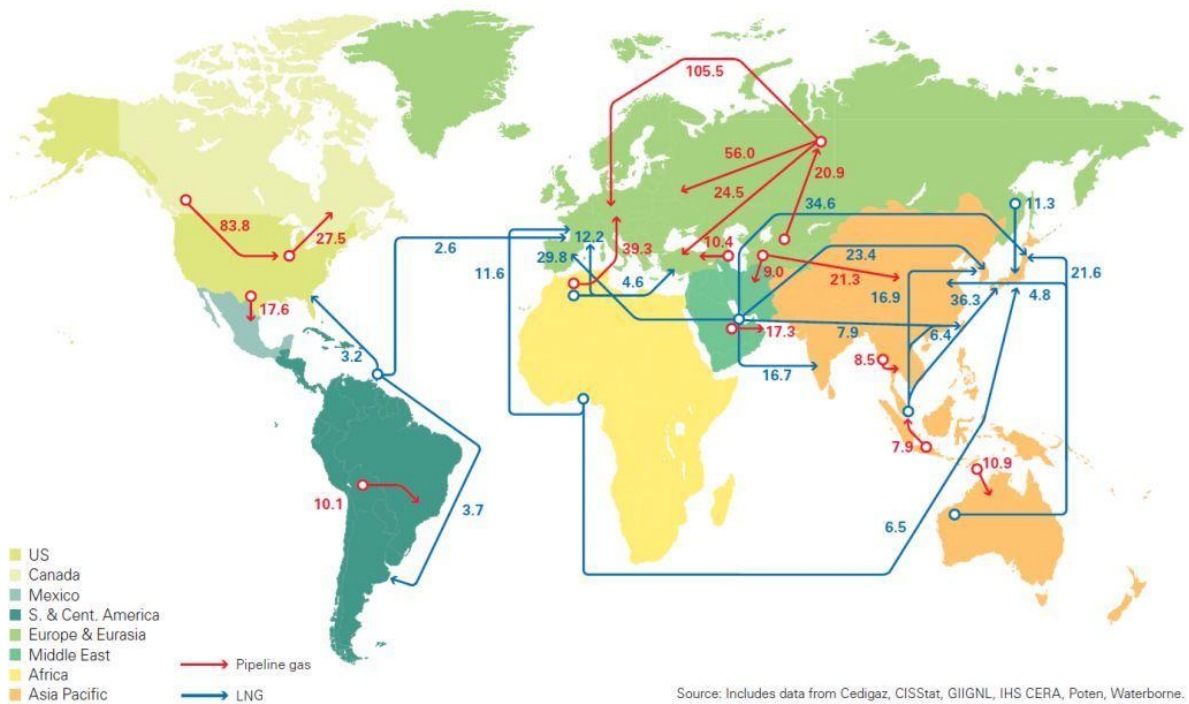
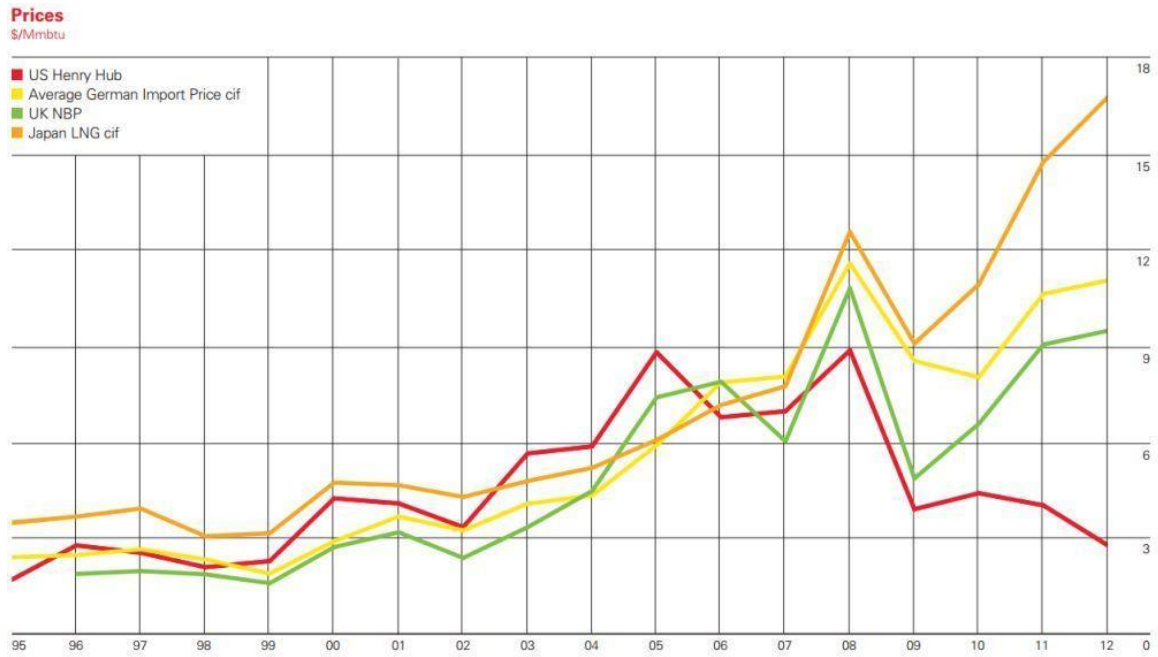


Diagrama 20.- Major trade movements gas natural 1012 LNG & by pipeline

BP. 'Statistical Review of World Energy 2013'. (2013).

http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

4. PRECIOS



Gráfica 17.- Evolución anual de precios del gas natural por mercados

BP. Statistical Review of World Energy 2013. (2013).

http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

Ver tabla de datos en Anexo II.



5. PREVISIONES

El descubrimiento en los últimos años en aguas profundas y, con más incidencia, la puesta en el mercado de los enormes recursos de gas no convencional en EE.UU. y en otras partes del mundo, está modificando al alza las previsiones del rol gas en los próximos 50 años.

Todos los años, distintas entidades realizan previsiones a medio y largo plazo sobre el rol del gas natural en el futuro y más concretamente en la matriz energética. Se debe destacar que, la mayor parte de ellas, posicionan al gas natural en un puesto relevante.

Tomando como referencia los estudios de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), cabe destacar el informe *Golden Rules for a Golden Age of Gas*,³² publicado en mayo de 2012. Según el estudio, el gas natural está a punto de entrar en una "Edad de Oro", pero lo hará sólo si una proporción significativa de los grandes recursos mundiales de gas no convencional (el shale gas o gas de esquisto, el tight gas y el gas de lecho de carbón) se pueden desarrollar de manera rentable y de una forma ambientalmente aceptable.

A las tecnologías y los conocimientos técnicos existentes para la producción de gas no convencional que cumplan satisfactoriamente con estos retos, hay que añadir un diálogo permanente entre los gobiernos y la industria, que genere, además, la confianza de los ciudadanos.

Los autores del Estudio consideran que la mayor disponibilidad de gas tiene y tendrá un fuerte impacto moderador sobre los precios del gas y, como resultado, la demanda global del gas se elevará más del 50% entre 2010 y 2035.

En el caso base o más favorable del estudio, el aumento de la demanda de gas será igual al crecimiento procedente del combinado de carbón, petróleo y energía nuclear, y por delante del crecimiento de las energías renovables. La cuota del gas en la matriz energética mundial alcanzará el 25% en 2035, superando el carbón para convertirse en la segunda mayor fuente de energía primaria, después del petróleo. La producción de gas no convencional, principalmente gas de esquisto, será más de tres veces la actual, llegando a 1.600 bcm en 2035.

El desarrollo de gas no convencional en un marco de política energética más amplio, que abarcara mayores mejoras en la eficiencia energética, unos esfuerzos más concertados a nivel

³² Agencia Internacional de la Energía (AIE). '*Golden Rules for a Golden Age of Gas*'. (Mayo 2012). http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebbsite/2012/goldenrules/Golden_Rules_ES_Spanish_WEB.pdf



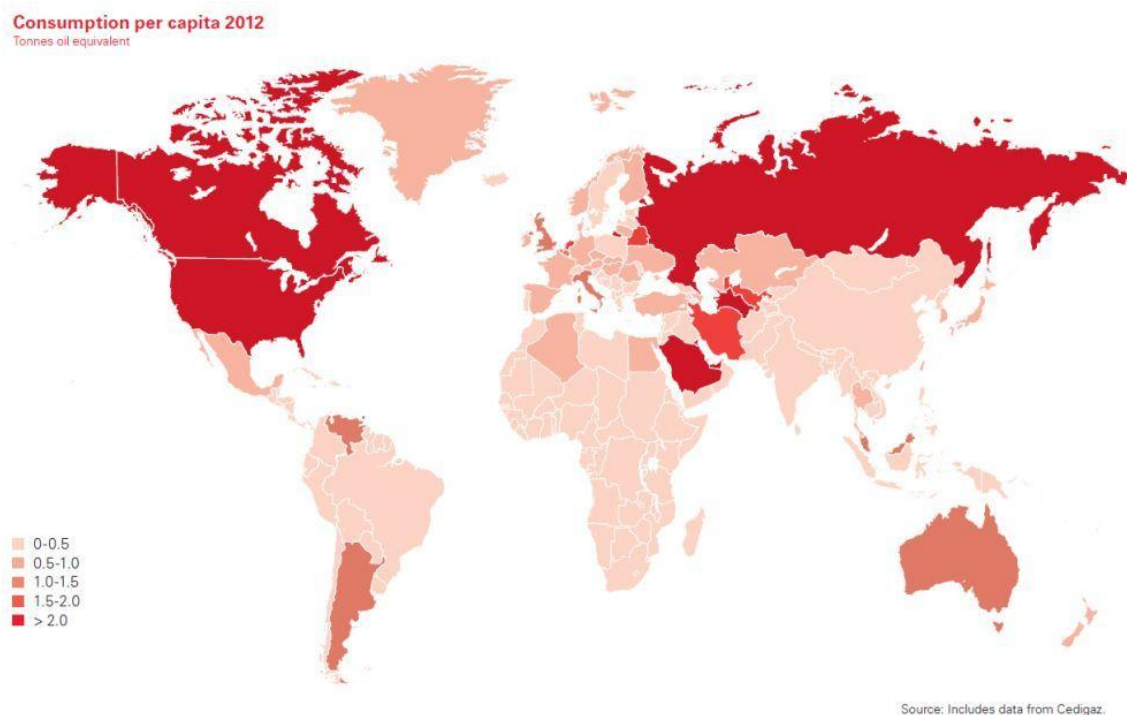
mundial para implementar energías de bajas emisiones de carbono y la amplia aplicación de nuevas tecnologías bajas en carbono, incluyendo la captura de carbono y su almacenamiento, ayudaría a disipar el temor, cuando lo hubiera, a las inversiones en gas no convencional.

En noviembre de 2012 la AIE editó el ya clásico World Energy Outlook, correspondiente a 2012. Destacamos algunos de los rasgos más importantes de este Informe:

- El mapa energético mundial está cambiando, señala la AIE. El resurgimiento de la producción de petróleo y de gas en EE.UU., las previsiones de reducción de la energía nuclear en algunos países, la continuación del rápido crecimiento del uso de las tecnologías eólica y solar en generación, y la generalización de una perspectiva mundial de explotación de los recursos de gas no convencionales, definen los principales rasgos. EE.UU. se convertirá en el mayor productor de petróleo del mundo en 2020 y es previsible que en 2030 sea un exportador neto.
- La demanda energética mundial crecerá (en el New Policies Scenario, el escenario central de este estudio) más de un tercio hasta el 2035, con China, India y Oriente Medio contabilizando el 60% de ese aumento.
- La bajada de precios del gas natural en EE.UU. debido al shale gas, está desplazando el carbón hacia Europa. El mercado de generación europeo se está viendo modificado por una mayor actividad del carbón en detrimento del gas. Según la AIE, el mantenimiento de objetivos simultáneos de política energética tales como la seguridad energética y los objetivos medioambientales y de eficiencia económica, está originado situaciones complejas y en ocasiones contradictorias.
- El gas natural es la única energía fósil que presenta un crecimiento mundial de la demanda en todos los escenarios contemplados en este estudio, mostrando que se desenvuelve bien en diferentes hipótesis de política energética.
- El gas no convencional contabiliza cerca de la mitad del aumento de la producción mundial de gas en 2035, con cerca de la mitad de ese aumento proveniente de EE.UU., China y Australia.
- El gas natural aportará el 30% de la demanda energética en la Unión Europea el año 2035.

Según el último informe de BP “Statistical Review of World Energy 2013”:

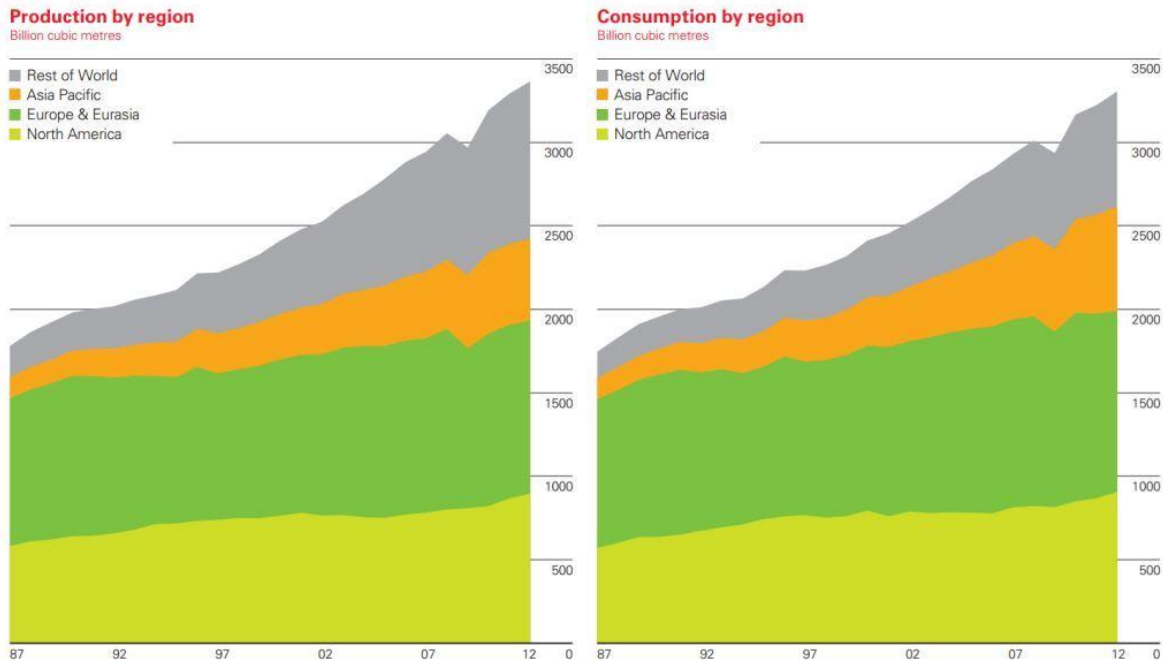
- El consumo mundial de gas natural creció en 2012 un 2,2%, por debajo de promedio histórico del 2,7%.
- El crecimiento del consumo superó la media de la última década en América central y del sur, África y Norteamérica, donde EE.UU. (+4,1%) registró el mayor incremento del mundo. En Asia, China (+9,9%) y Japón (+10,3%) fueron quienes experimentaron los siguientes mayores aumentos del crecimiento. A nivel global, el gas natural supuso el 23,9 % del consumo de energía primaria.
- La producción mundial de gas natural creció un 1,9%. Una vez más, EE.UU. (+4,7%) registró el mayor aumento volumétrico y continuó siendo el mayor productor del mundo. Noruega (+12,6%), Qatar (+7,8%) y Arabia Saudí (+11,1%) también experimentaron importantes aumentos de la producción, mientras que Rusia (-2,7%) experimentó la mayor disminución en términos volumétricos.
- El comercio mundial de gas natural licuado se redujo por primera vez desde que hay registros (-0,9 %), mientras que el comercio por gasoducto creció débilmente (+0,5%).



Gráfica 18 .- Consumo de gas natural per cápita 2012 (toneladas equivalentes)

BP. ‘Statistical Review of World Energy 2013’. (2013).

http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

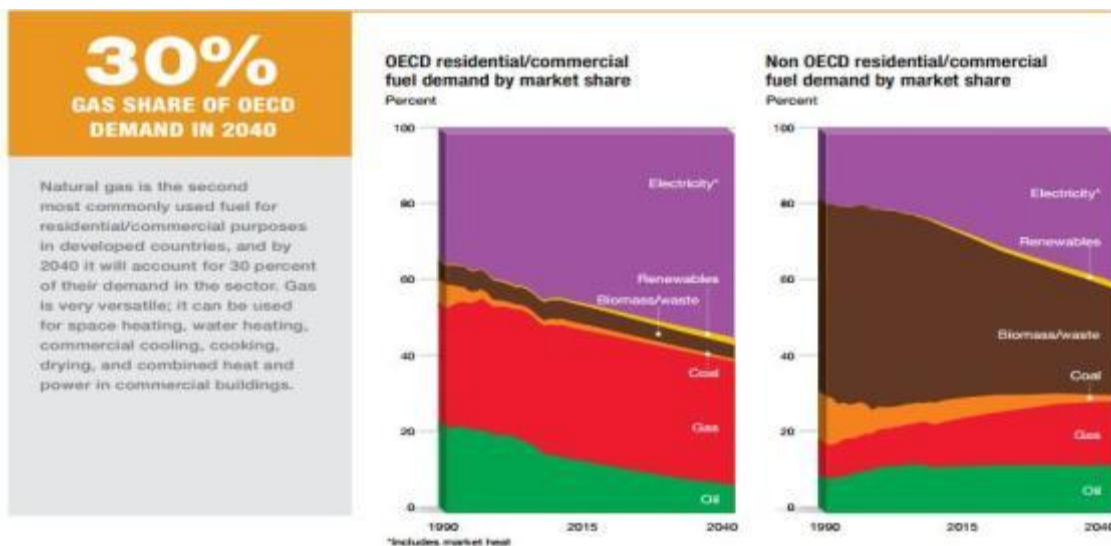


Gráfica 19.- Producción y consumo de gas natural por región 1987 – 2012. ExxonMobil.

'The Outlook for Energy - A View to 2040'. (2012).

http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_eo2012.pdf

El gas natural es el segundo combustible más utilizado para uso residencial / comercial en los países desarrollados, y hacia el año 2040 representarán el 30% de su demanda en el sector gas. Es muy versátil, ya que puede ser utilizado para la calefacción de calefacción, agua, refrigeración comercial, cocina, secado y producción combinada de calor y energía en edificios comerciales.



Gráfica 20.- Previsión 2040 Exxon Mobil de la demanda global de gas natural por mercados (OECD/No OECD). ExxonMobil. *'The Outlook for Energy - A View to 2040'*. (2012).

http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_eo2012.pdf

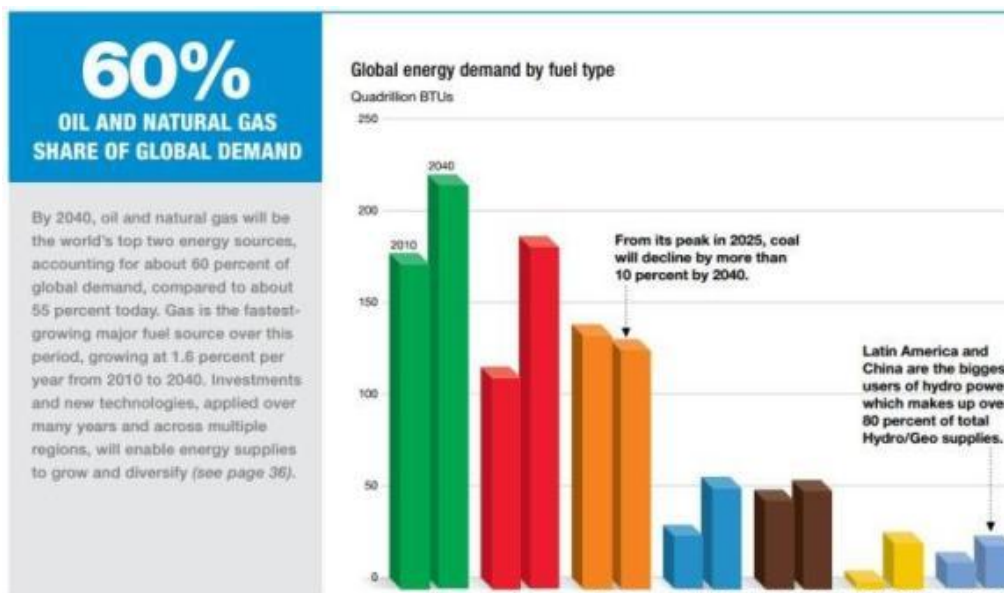
El gas natural se convertirá en el combustible número dos del mundo ya que la demanda se desplaza hacia las fuentes de energía de bajo carbono. Incluso con los avances en la eficiencia, aumento de la población y economías en expansión se producirá un aumento neto en la demanda de energía mundial.

Se proyecta que la demanda de todas las formas de energía irá aumentando a una tasa media anual del 0,9 por ciento al año desde 2010 hasta 2040.

El petróleo seguirá siendo fuente de energía más importante del mundo, encabezados por 70% crecimiento de la demanda de petróleo líquido en los países no OCDE.

La fuente de energía de mayor y más rápido crecimiento será el gas natural, con el aumento de la demanda mundial en un 60% desde 2010 de 2040. En 2025, el gas natural se habrá llegado a convertir en la segunda fuente de energía más utilizada en todo el mundo.

Para el año 2040, el petróleo y gas natural serán las dos principales fuentes de energía del mundo, que representan alrededor del 60 % de la demanda global, en comparación con aproximadamente el 55% en la actualidad. El gas es la fuente de combustible más rápido e importante crecimiento durante este período, con un crecimiento del 1,6 % al año en 2010-2040. Las inversiones y las nuevas tecnologías, aplicadas durante muchos años y a través de múltiples regiones, permitirá el suministro de energía para crecer y diversificar.



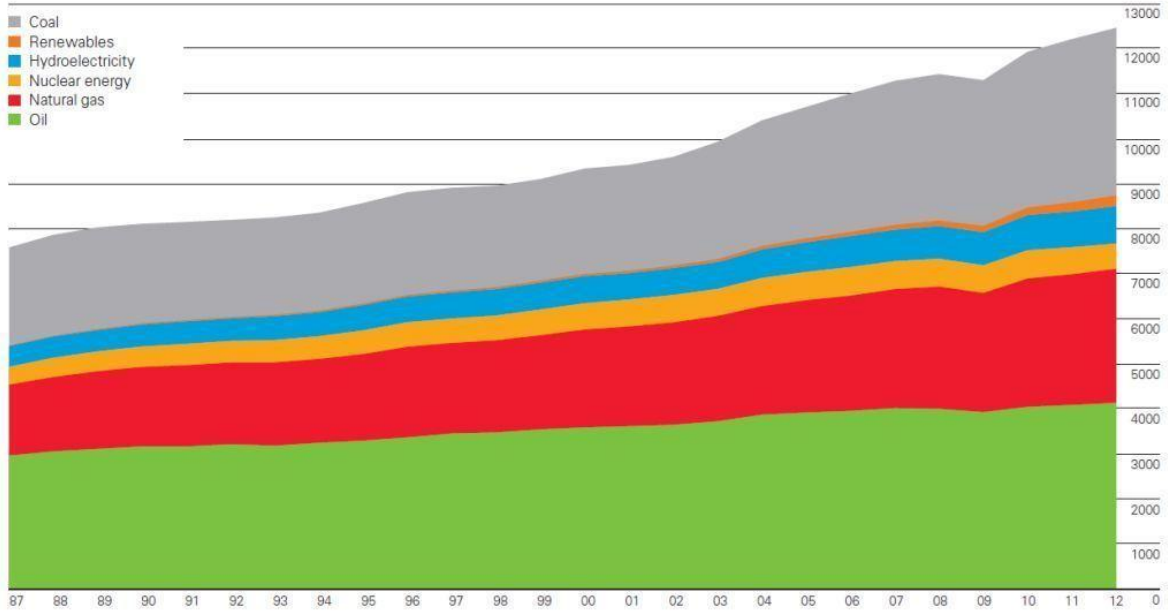
Gráfica 21.- Previsión 2040 Exxon Mobil de la demanda energía global por tipo de combustible

ExxonMobil. 'The Outlook for Energy - A View to 2040'. (2012).
http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_eo2012.pdf

TÍTULO 4.- CONCLUSIONES

- La demanda mundial de energía será un 30% más alto en 2040 respecto a 2010, ya que la producción económica (más del doble) y la prosperidad se expande a través de un mundo cuya población crecerá a cerca de 9 mil millones de personas. El crecimiento de la demanda de Energía se ralentizará cuando en las economías madure, la eficiencia acelere y la población modere su crecimiento.
- En los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) -incluidos los países de América del Norte y Europa-, el uso de energía queda esencialmente plana, incluso cuando estos países logren un crecimiento económico y los niveles de vida aún más altos. Por el contrario, la demanda de energía en la zona no OCDE crecerá cerca de un 60 por ciento. El aumento de China en la demanda de energía se extenderá durante las próximas dos décadas y luego se aplanará gradualmente como la economía y la población madura. Por otra parte, miles de millones de personas estarán trabajando para avanzar en su nivel de vida, requiriendo más energía.
- La necesidad de energía para producir electricidad seguirá siendo el mayor impulsor de la demanda. En 2040, la generación de electricidad representará más del 40 por ciento del consumo mundial de energía.
- La demanda de carbón alcanzará un pico y comenzará un descenso gradual, en parte debido a las políticas emergentes, que tratará de frenar emisiones mediante la imposición de un costo de los combustibles de alto carbono.
- El uso de energías renovables y la energía nuclear crecerá significativamente.
- Petróleo, gas y carbón siguen siendo los combustibles más utilizados, y tienen la escala necesaria para satisfacer la demanda mundial, lo que hace cerca del 80% del consumo total de energía en 2040.
- El gas natural crecerá lo suficientemente rápido como para superar al carbón en el número dos de la posición después del petróleo. La demanda de gas natural aumentará en más de un 60% hasta el 2040. Tanto para el petróleo y el gas natural, una parte creciente de la oferta mundial provendrá de las fuentes no convencionales, tales como los producidos a partir de formaciones de esquisto.
- Las ganancias en eficiencia a través de prácticas y tecnologías de ahorro de energía - como los vehículos híbridos y nuevos, alta eficiencia las plantas de energía de gas natural- aumentará el crecimiento de la demanda y reducirá las emisiones.

World consumption
Million tonnes oil equivalent



Gráfica 22.- Evolución del consumo mundial por fuente de energía 1987 – 2012.

BP. 'Statistical Review of World Energy 2013'. (2013).

http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

Ver Tabla de datos en Anexo II

SECCIÓN 2.- RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES

Cuando se hace una estimación de reservas de gas natural, siempre es necesario aclarar cuál es el grado de certeza con que se hacen esas estimaciones. El método que adopta la industria en todo el mundo es clasificar las reservas como “*Probadas*”, “*Probables*” y “*Posibles*”.

Las reservas *probadas* tienen una certeza prácticamente absoluta, casi no hay dudas de que existen. Los expertos dicen que hay un 90% de probabilidad de que realmente están bajo tierra.

Las reservas *probables*, en cambio, son algo más inciertas. Generalmente se asocian a zonas de los campos productores que están alejadas de los pozos que ya existen y de las que se conoce poco, la probabilidad de que la suma de reservas probadas más probables sea del tamaño que se las plantea es del 50% en este caso.

Finalmente, las reservas *posibles* son aún más dudosas y fruto de cálculos extremadamente optimistas, a tal punto que su existencia es más cuestionable, la probabilidad de que la suma de reservas probadas más probables más posibles sea del tamaño que se plantea es de sólo el 10%.

Cuando se hacen grandes inversiones en gasoductos, LNG, GTL, termoeléctricas, etc., con el propósito de capitalizar las reservas y también para que los proyectos sean sostenibles en el tiempo, generalmente se hacen verificando que la suma de reservas probadas más probables sea suficiente para una vida de los proyectos de 20 a 30 años.

TÍTULO 1.- RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL

Las mayores concentraciones de gas se localizan en Oriente Medio, seguido del conjunto de países de la Comunidad de Estados Independientes (CEI), donde sigue sobresaliendo Rusia, que acoge la cuarta parte de los recursos mundiales de gas natural.

En cuanto a Europa, las reservas continúan con una tendencia a la baja, representando poco más del 2% de las reservas mundiales. Esta capacidad permitiría hacer frente al consumo del continente solamente durante unos ocho años.

La región del mundo que más ha visto aumentar sus reservas probadas de gas natural en los últimos años es América del Norte, hecho relacionado directamente con los recursos no convencionales. Concretamente en este continente, la producción de gas natural en EE.UU. ha aumentado un 30% desde 2005. Pese a ello, la cifra de reservas evaluadas de gas natural creció un 70% desde esa fecha. La causa es el aumento de las reservas contabilizadas de gas no convencional, en especial de shale gas o gas de esquisto.

Esta evolución explica que las exportaciones de gas natural de EE.UU. (principalmente a México) hayan aumentado un 50% en los últimos tres años, mientras que sus importaciones han descendido un 15% durante ese mismo período. Hace tres años, las exportaciones de gas natural de EE.UU. suponían el 24% de las importaciones; en la actualidad esa relación está alrededor del 50%. Las previsiones señalan que en unos pocos años, dependiendo del ritmo de construcción de las terminales de licuefacción, el saldo neto será exportador.

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2012	2013
América del Norte	9,5	8,5	8,0	8,4	7,7	6,5	6,5	7,0	9,4	10,6	10,8
América Central y Sur	2,0	2,4	4,4	5,4	6,9	7,8	7,7	7,4	7,8	7,9	7,9
Europa ³³	3,9	4,1	4,4	5,7	5,7	6,2	8,1	6,5	5,9	5,0	4,9
CEI	11,3	24,2	29,1	38,0	48,9	58,9	52,7	53,7	60,5	64,7	65,1
África	3,8	5,2	5,6	5,9	8,5	9,9	11,4	14,1	14,8	14,7	14,8
Oriente Medio	6,6	15,3	18,5	25,9	37,8	44,7	54,7	72,5	75,9	79,9	80,6
Asia-Oceanía	1,4	3,4	4,6	7,0	8,6	13,1	11,9	13,9	16,1	16,8	16,8
TOTAL MUNDIAL	38,5	63,1	74,6	96,3	124,1	147,1	153,1	175,1	190,4	199,6	200,9

Tabla 9. - Reservas Mundiales Probadas de Gas Natural. Evolución 2013 (Billones de m³)

Datos referidos a principios de cada año. Los datos de reservas que publican las entidades especializadas, comprenden los recursos de gas natural evaluados por compañías especializadas y que puede ser posible poner en el mercado con los conocimientos técnicos actuales y a un precio competitivo. Se incluyen tanto el gas convencional como el gas no convencional, si bien en los dos casos no se contabilizan los recursos potenciales o posibles, ya que se requieren informes técnicos precisos sobre la cuantificación de los mismos. <http://www.sedigas.es/informeannual/2012/42.html>

En lo que a China se refiere, un artículo publicado en el Oil & Gas Journal (5 de marzo de 2012) evaluaba en 36 billones (36.000 bcm) los recursos recuperables de shale gas en este país.

Según un estudio de Geosciences, en Australia se habían identificado recursos de shale gas que llegarían a 11.000 bcm (más del doble de las reservas oficiales actuales de gas convencional), cifra que podría duplicarse si la exploración de nuevos recursos fuese exitosa.

En el Reino Unido se estiman unas reservas offshore de shale gas de unos 28.000 bcm, sumables a los 5.600 bcm ubicados en tierra.

En 2012 se ha asistido a diferentes líneas de investigación sobre reservas de gas: la tradicional, que hace referencia a áreas potenciales (por ejemplo China, con insuficiente inversión en el pasado, o el Ártico); la de aguas profundas, manteniendo la línea de éxito de los últimos años (Brasil, las aguas continentales del Este y Oeste de África, entre otras), y la correspondiente al gas no convencional.

³³ Desde el año 2000, UE 27 más Noruega, Suiza, Europa Central y Turquía. En las cifras de años anteriores, no se incluyen las cifras de Europa Central, que estaban incluidas en el área de Europa Oriental y CEI. Fuente: Cedigaz y Oil and Gas Journal.

En relación con el gas no convencional, la exploración y la regulación (entre otros objetivos, busca minimizar los riesgos sobre personas y medio ambiente de la actividad de producción) son las dos actividades que más se han impulsado en 2012. En particular, fuera de EE.UU., donde la explotación de los recursos de gas es ya una realidad.

Ver tablas de “Reservas mundiales Probadas de gas natural. Evolución por países ” en Anexo II.

Según la British Petroleum, las reservas probadas de gas natural al final de 2012 alcanzaban los 187.3 trillones de metros cúbicos, suficientes para abastecer 55’7 años de producción global.

Distribution of proved reserves in 1992, 2002 and 2012
Percentage.

- Middle East
- Europe & Eurasia
- Asia Pacific
- Africa
- North America
- S. & Cent. America

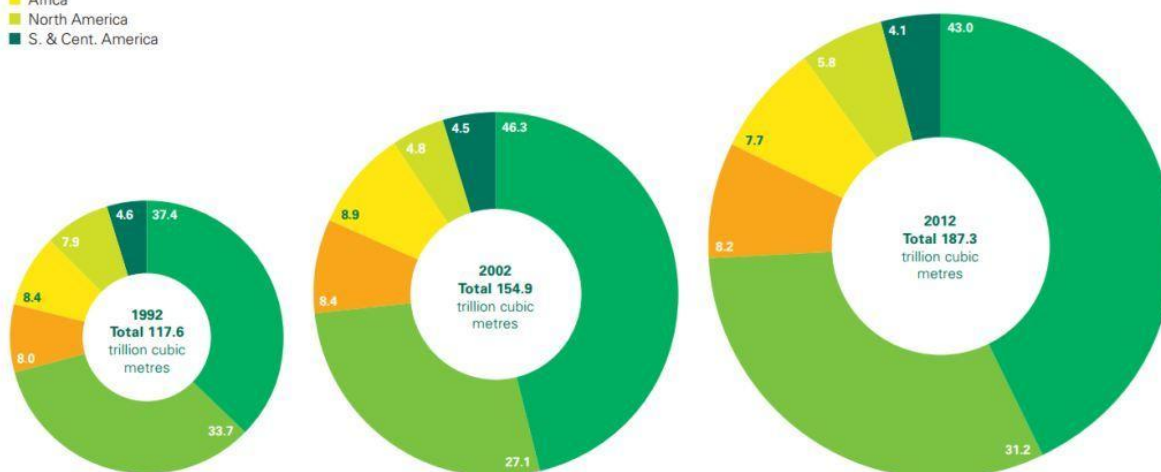


Diagrama 21.- Distribución de reservas probadas de gas natural en 1992, 2002 y 2012 (porcentaje).

BP. ‘Statcal Review of World Energy 2013’. (2013).

http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf



SECCIÓN 3.- LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (SMART GRIDS)

Para la elaboración de esta sección he seguido la información facilitada por la revista interna trimestral, *Natural*, en su edición de mayo de 2012, en la que dedica una sección a las Redes Inteligentes.

La Plataforma Europea de Redes Inteligentes las define como aquellas que podrán integrar la participación de todos los que se conecten a ellas, de forma que se consiga un suministro sostenible, eficiente y seguro.

Los agentes implicados son los generadores, que aportan la electricidad a la red; los consumidores, que la usan; y los que realicen ambas funciones.

Su integración inteligente significa que los pequeños generadores y los millones de clientes conectados a las redes de distribución estarán ligados a través de sistemas de información y comunicación, aumentando el grado de automatización y control de dichas redes. Ello supondrá la incorporación de nuevas tecnologías y soluciones para operar y planificar las redes, controlar la generación, incluida la renovable, e implementar nuevos servicios energéticos, consiguiendo mayor eficiencia energética.

El despliegue de las Smart Grids va a suponer pasar de un sistema basado en grandes plantas generadoras y en sistemas de transporte controlados desde unos centros de control, a una red tecnificada con flujos de energía e información bidireccionales entre todos los consumidores y el sistema eléctrico.

La utilización de equipos y servicios innovadores, unidos a nuevas tecnologías de comunicación, control, monitorización y autodiagnóstico, permitirán alcanzar objetivos claves para el sistema eléctrico :

- Mejorar la operación de la red, sus índices de calidad y su rendimiento energético.
- Mejorar la conexión de las zonas con fuentes de energía renovable, optimizando las capacidades de conexión y minimizando su coste.
- Desarrollar arquitecturas de generación descentralizadas, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menos tamaño.



- Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento.
- Avanzar en el desarrollo del mercado de la electricidad, posibilitando nuevas funcionalidades y servicios a los comercializadores.
- Posibilitar la respuesta activa de la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de forma más eficiente sus consumos y mejorando la eficiencia energética.
- Facilitar la penetración del vehículo eléctrico.

Cuando se habla de “*red inteligente*” hay que tener en cuenta que no se está hablando de una revolución, sino de una evolución cuyas mejoras se introducirán de forma progresiva; las redes inteligentes no serán superredes de apariencia muy distinta de las actuales, cobre y aluminio seguirán usándose como conductores, y las instalaciones serán similares, pero con niveles de eficiencia superiores y mejor relación coste-calidad; y la cobertura de esta transformación no será total.

Bajo este concepto de “*redes*” se encuadran una serie de tecnologías y productos donde los contadores o ‘smart meters’ sólo son una parte de los mismos. Aunque estos tendrán un papel relevante para influir en los consumidores, no hacen la red más inteligente, ya que para ello se necesitan tecnologías de comunicación y control, así como otros equipos.

TÍTULO 1.- EL CAMINO HACIA LAS REDES INTELIGENTES

En Europa, contribuirán a alcanzar los objetivos de política energética y cambio climático fijados para 2020, conocidos como 20/20/20.

En el desarrollo y despliegue de las redes es necesario tener en cuenta los impactos derivados de algunos elementos fundamentales del sistema eléctrico. Así, en el caso de la generación distribuida, la conexión de un elevado número de generadores distribuidos afecta al diseño y funcionamiento de las redes de distribución, con efectos positivos o negativos en función de distintas variables.

Para establecer los mecanismos técnicos y reguladores que permitan integrar la generación distribuida de una manera más eficiente es esencial analizar estos impactos. La operación de la red de distribución se ha caracterizado por ser realizada de manera fundamentalmente pasiva y con una baja monitorización de la misma en las redes de media y baja tensión. Esto era posible gracias a que normalmente los flujos de energía eran fácilmente predecibles y unidireccionales. Sin embargo, la presencia de generación distribuida en las redes modifica este paradigma.



También se ve afectada la gestión de la demanda. La sustitución de los contadores es un primer paso hacia la implantación de sistemas de gestión de medida más avanzados. La lectura remota de los contadores permitirá aumentar la frecuencia de lectura de los mismos.

Todo lo anterior únicamente requiere que la información fluya desde los contadores hasta el distribuidor. Sin embargo, determinadas acciones requieren una comunicación bidireccional con los consumidores, que permita el envío de información a estos para que gestionen su demanda. Estos nuevos contadores posibilitarán modificar de forma activa, los patrones de consumo eléctrico, con fines técnicos o económicos. Gracias a esa comunicación, la integración de los consumidores también permitiría realizar una mejor previsión de la demanda de servicios.

La carga de las baterías de los vehículos eléctricos producirá un impacto técnico y económico en las redes eléctricas que debe ser convenientemente evaluado. La repercusión dependerá de dónde, cuándo y cómo los conductores decidan recargar las baterías del vehículo. Por tanto, el impacto debe cuantificarse fundamentalmente a nivel de generación y producción de electricidad, pero también sobre las redes de distribución.

Para dar respuesta a estas cuestiones, y dada la relevancia del tema para el sector, un numeroso grupo de operadores de redes de transporte y distribución europeos ha definido la iniciativa industrial europea sobre redes eléctricas (EEGI), que forma parte del Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética y tiene como objetivo acelerar la innovación de las redes eléctricas, promover la replicabilidad de las experiencias desarrolladas y fomentar la transferencia de los resultados obtenidos y las mejores prácticas.

En este marco, Gas Natural Fenosa desarrolla actividades focalizadas en capturar valor a corto, medio y largo plazo con el proyecto de despliegue de contadores, posicionarse tecnológicamente mediante el desarrollo de proyectos de I+D+I y de demostración, solos o en consorcios nacionales e internacionales, participar activamente en plataformas de normalización y reglamentación y definir un nuevo marco de negocio basado en una transformación de los procesos, derivada de cambios tecnológicos (Proyecto ITAC@).

TÍTULO 2.- PROYECTO DE DESPLIEGUE DE CONTADORES EN ESPAÑA

Este proyecto tiene como objetivo la sustitución del parque total de contadores antes del 31 de diciembre de 2018. En 2011 se instalaron 200.000 contadores inteligentes en Madrid, Galicia, Castilla-La Mancha y Castilla y León, y durante este año 2012 está planificado sustituir 550.000 más y adaptar 4.300 centros de transformación.

La solución que el grupo Gas Natural Fenosa está desplegando al respecto está basada en contadores inteligentes residenciales (con una potencia inferior a 15 Kw) que se comunican con los centros de transformación a través de la propia red de baja tensión.

Estos contadores permiten realizar una discriminación horaria con capacidad para gestionar seis períodos programables de energía activa, reactiva y demanda máxima y almacenar una curva de carga horaria de los últimos tres meses. Además, disponen de un Interruptor de Control de Potencia, que permitirá modificar o limitar la potencia contratada e incluso realizar un corte y reconexión de manera remota. Proporcionarán a los consumidores mejor información, favoreciendo el ahorro y la eficiencia; una mayor discriminación horaria, facilitando la adaptación de las tarifas a los diferentes hábitos de consumo, un mejor servicio comercial y una mayor rapidez de respuesta gracias a la realización remota de las operaciones (altas, bajas, modificaciones o reconexiones) sin necesidad de intervención del cliente.

Asimismo, desde un punto de vista más general, también existirán ventajas medioambientales derivadas de una mayor penetración de la generación basada en renovables, el uso de vehículos eléctricos, programas de eficiencia energética y mejoras en la eficiencia en los procesos de producción y consumo de la electricidad.

La compañía está trabajando para dotar a los contadores de más funcionalidades, de forma que sean considerados no como un contador sino como un sensor más de nuestra red de baja tensión y, por tanto, un elemento que pueda dar más información de ella.

Atendiendo a diferentes criterios, se desplegará equipamiento adicional, que permitirá conocer todos los parámetros eléctricos y la detección de fusible fundido de cada una de las salidas de los cuadros de BT del centro de transformación, generalmente cuatro por transformador.



El gestor de centros de transformación convivirá en centros específicos según los criterios de arquitectura de red con el equipamiento propio de maniobra y control remoto del centro, formado por celdas motorizadas, detectores de paso de falta direccionales, supervisores de media tensión, fuentes de alimentación, baterías y unidades remotas de telecontrol encargadas de gestionar dicho equipamiento y establecer el enlace con el SCADA del Centro de Operación de Red mediante protocolos de comunicación en tiempo real.

TÍTULO 3.- PROYECTOS DE I+D+I. GAS NATURAL

El grupo Gas Natural Fenosa trabaja en el proyecto *Energos*, cuyo objetivo es el desarrollo de conocimientos y tecnologías que permitan avanzar en la implantación de las redes inteligentes, y que permitan avanzar en la implantación de otros proyectos de demostración como el *SCALA*, (acrónimo de Smart Cities Alcalá Aranjuez), que se desarrolla en las redes de ambos municipios madrileños y cuenta con una inversión global de 20 millones de euros en dos años.

Se han sustituido más de 84.000 contadores eléctricos por nuevos contadores inteligentes, se han adaptado y modernizado 424 centros de transformación y está previsto la instalación de una red de recarga de vehículos eléctricos. Este proyecto es la punta de lanza del despliegue de redes inteligentes.

El proyecto está formado por un consorcio liderado por la compañía, a través de Unión Fenosa Distribución, e integrado por 39 entidades.

El otro gran proyecto es el *PRICE* (Proyecto de Redes Inteligentes en el Corredor del Henares), que supone el despliegue de redes inteligentes en esta zona, beneficiando a más de 500.000 personas. El proyecto, liderado por Gas Natural Fenosa e Iberdrola, cuenta con una inversión de 34 millones de euros y el respaldo del Ministerio de Economía y Competitividad a través del programa *INNFACTO*. El proyecto conllevará la instalación de 200.000 contadores inteligentes (la mitad por parte de cada compañía) y la modificación de 1.600 centros de transformación para adaptarlos a este nuevo modelo de distribución de electricidad. La iniciativa, cuyo desarrollo se prolongará hasta finales de 2014, no solo contribuirá a mejorar la operación y el mantenimiento de la red, a optimizar la progresiva integración de la energía renovable y de la generación distribuida, y facilitará la incorporación de los vehículos eléctricos, sino que permitirá a las comercializadoras desarrollar nuevos servicios a sus clientes



Relevante es también el proyecto *HiperDNO*, que pretende desarrollar una nueva generación de sistemas de gestión de redes de distribución que explotan novedosas soluciones HPC (High Performance Computing) casi en tiempo real con seguridad inherente y comunicaciones inteligentes para una óptima explotación y gestión de redes de distribución.

El proyecto *RedNA*, liderado por Gas Natural Fenosa con el fin de desarrollar soluciones tecnológicas que permitan mejorar la operación de la red de neutro aislado, a través del incremento de la calidad de suministro eléctrico y de la automatización de este tipo de red de distribución (red inteligente) de una forma económicamente viable.

También hay que destacar el proyecto *Domocell*, cuya finalidad es desarrollar una plataforma integral de recarga de vehículos eléctricos en edificios residenciales en grandes y medianas ciudades.

1. EL PROYECTO COIL

COIL son las siglas del Centro Operativo Integrado de Latinoamérica. Se trata de una unidad de servicios compartidos que agrupa algunas actividades que son susceptibles de ser centralizadas en los ámbitos de Atención al Cliente, Servicio al Cliente, Acción Social, Distribución Gas y Electricidad y Marketing Operativo.

OBJETIVOS

La idea de crear el COIL surge como consecuencia de la voluntad del grupo de avanzar en la integración y homogeneización de la operativa de los negocios en los distintos países de Latinoamérica. La gestión de las actividades en unidades especialistas está permitiendo compartir e implementar las mejores prácticas, mejorando la calidad y eficiencia de los procesos.

Otro objetivo importante consiste en asegurar la optimización del ciclo de ingresos. En toda la secuencia de procesos que componen el mismo, desde la contratación hasta el recaudo y posterior conciliación, existen oportunidades de mejora tanto de eficiencia como de mitigación de riesgos, los cuales son más fáciles de capturar si está centralizada la operación.

Por último, el COIL permite contar con una plataforma operativa para el grupo, que está en disposición de prestar también determinados servicios a España.



ALCANCE DE SUS ACTIVIDADES

El COIL está estructurado en seis áreas operativas y una de apoyo.

En Servicio al Cliente, se prestan los servicios de *back office* de lecturas, facturación y recaudación.

En Atención al Cliente, tenemos principalmente la atención telefónica y la gestión de la correspondencia escrita con los clientes.

En Servicios Compartidos de Gas y Electricidad, se realizan las actividades de análisis y planificación de red y gestión cartográfica; existiendo adicionalmente en el caso de la electricidad, la unidad de Centro de Proyectos.

En el ámbito de la Gestión de Proyectos de Acción Social, se coordina el diseño e implantación de programas modelo, conforme a las directrices corporativas.

En los Servicios Compartidos de Marketing Operativo, se realiza el diseño de las campañas regionales de marketing.

Y por último, contamos con la unidad de Planificación y Seguimiento, que apoya al resto de áreas en la implantación de los procesos, en la definición de los niveles de servicio, en el análisis de áreas de oportunidad y en el seguimiento, tanto económico como de indicadores de gestión.

¿DESDE DÓNDE SE PRESTAN LOS DIFERENTES SERVICIOS?

Uno de los factores críticos de éxito a tener en cuenta en un proyecto de servicios compartidos de este tipo, es decidir la localización geográfica adecuada. Se analizaron y valoraron los diferentes aspectos y, finalmente, prevaleció en cada caso la lógica del negocio.

Así, los procesos relacionados con clientes se ubican en Colombia, por ser el país con mayor número de clientes, tanto de gas como de electricidad.

Los servicios de distribución, se prestan desde los países donde existe un mayor peso en el negocio respectivo: Brasil, en el caso del gas, y Colombia, en el caso de electricidad.



Los servicios de marketing se prestan desde México, por ser el país con mayor mercado potencial.

Y la gestión de proyectos de acción social, desde Argentina, por disponer de las mejores prácticas en este ámbito en Latinoamérica.

En definitiva, esta diversidad de localizaciones enriquece la gestión con la aportación de múltiples visiones y potencia el carácter multinacional del proyecto.

MODELO DE GESTIÓN PARA LA IMPLANTACIÓN Y POSTERIOR OPERACIÓN

El COIL es uno de los proyectos de transformación que el grupo tiene en marcha en estos momentos y su implantación solo es posible con la participación coordinada de muchas áreas de la compañía. Es necesario contar con una planificación detallada, donde se establezcan claramente los objetivos y responsables y un seguimiento riguroso del proyecto.

Con este fin se han creado en cada una de las áreas de actividad comités de implantación y seguimiento a diferentes niveles, constituidos por representantes de todas las áreas involucradas: direcciones técnicas, business partners, unidad de Integración y Proyectos de Transformación, responsables de los países receptores del servicio, así como responsables del COIL.

En cuanto al modelo de operación, hay una clara segregación de roles. Por una parte, tenemos las direcciones técnicas, que aportan la visión estratégica del negocio y definen las directrices homogéneas y parámetros de referencia. Por otra, tenemos los responsables de los procesos en los países, que son nuestros clientes. Y finalmente nuestra Unidad, que tiene vocación de ser un socio estratégico altamente especializado, cuya misión es ejecutar de la mejor manera los procesos encargados, bajo una relación cliente-proveedor.

Para formalizar esta relación entre país y COIL para cada una de las actividades, se están desarrollando acuerdos de niveles de servicio. Se trata de documentos donde se establecen marcos generales de relación y una serie de anexos donde figuran, entre otros, aspectos tales como el catálogo detallado de servicios, los niveles de servicio, precio por operación, métricas a seguir e indicadores de rendimiento y calidad, así como los planes de continuidad de las operaciones, para hacer frente a posibles contingencias.



PRINCIPALES HITOS ALCANZADOS Y PREVISTOS A CORTO PLAZO

El desarrollo de la estructura organizativa del COIL se publicó en marzo de 2011, por lo que se trata de una Unidad nueva aún en evolución.

En este tiempo se ha creado la infraestructura básica necesaria para desarrollar la actividad, tanto en lo referente a la dotación de los recursos humanos y materiales, como al desarrollo del modelo de gestión, que comprende aspectos como el modelo de facturación y fiscal, el de relación y el reporting.

Por lo que respecta a la planificación prevista, estamos muy satisfechos, pues se están cumpliendo los principales hitos establecidos para todas y cada una de las áreas de actividad.

En Atención al Cliente, hay que mencionar que el pasado mes de junio entró en funcionamiento el call center integrado en Colombia que, mediante dos plataformas, presta servicio a clientes de gas y electricidad de ese país, destacando el esfuerzo realizado por la compañía para dotarlo de una infraestructura tecnológica similar a la de España, que permite gestionar con garantías el tráfico de llamadas. La experiencia está siendo muy positiva, logrando mejorar los niveles de servicio e incrementar la satisfacción del cliente a un menor coste unitario por llamada.

Asimismo, desde marzo se están gestionando desde esta plataforma algunas llamadas de España, así como la mayoría de México, con lo que el nivel de cobertura de llamadas de Latinoamérica gestionadas se sitúa en estos momentos alrededor del 56% y esperamos incorporar otros países este mismo año, hasta situarnos alrededor del 84%. En Servicio al Cliente, la estrategia consiste en integrar paulatinamente los procesos que tengan sentido en los ámbitos de lectura, facturación, recaudación y conciliación, identificando posteriormente áreas de mejora que permitan optimizar el ciclo de ingresos.

Actualmente se están gestionando desde el COIL alrededor de 4,1 millones de clientes de gas y electricidad de Colombia, así como 1,3 millones de México desde octubre. También se está trabajando con Brasil para integrar la operación a finales de junio, esperando tener a final de año una cobertura de alrededor del 86% de los clientes.

Respecto a los Servicios Compartidos de Distribución, se ha iniciado la gestión descentralizada de los procesos de análisis y planificación de red y de gestión cartográfica, realizándose la definición de los modelos objetivo, la medición de indicadores, así como el diagnóstico de áreas de oportunidad. Paulatinamente se irán implantando herramientas informáticas y

recursos para realizar una gestión centralizada desde Río de Janeiro en gas y Barranquilla en electricidad hacia mediados de este año.

En el ámbito de Gestión de Proyectos de Acción Social, se está realizando una importante labor de homogeneización. Se inició con un análisis tanto externo como interno de programas de Responsabilidad Social Corporativa en Latinoamérica, tras el cual se definieron las líneas estratégicas para el desarrollo de los proyectos y una propuesta de programas modelo bajo una imagen común.

Para finalizar, en el ámbito de Servicios Compartidos de Marketing Operativo, se ha realizado el diseño de seis campañas de ámbito regional y se ha colaborado en la adaptación, con una imagen homogénea, del portal web de México, para continuar posteriormente en este año con el resto de países.

En resumen, se está cumpliendo con los principales hitos previstos gracias al esfuerzo de todos los equipos de trabajo multidisciplinares que están trabajando en el proyecto, a los que desde aquí aprovecho para agradecer por la profesionalidad y entusiasmo que están demostrando.

FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO PARA UN PROYECTO DE ESTE TIPO

Las experiencias de implantación de otros centros de servicios compartidos nos indican que hay una serie de aspectos clave a considerar, en los que estamos poniendo especial énfasis para asegurar el éxito y que podemos agrupar en: **organización y personas, procesos y sistemas**.

En el primer ámbito, es necesario disponer de una estructura organizativa y un modelo de gobierno corporativo adecuados; realizar una correcta selección de personas que permita contar con el mejor talento disponible en cada ámbito de actividad, independientemente del país en que se encuentren; realizar una adecuada gestión del cambio y una correcta reasignación de recursos y formación, cuando así se requiera. Y por supuesto y muy importante, configurar equipos de trabajo motivados, cohesionados y orientados al cliente.

Respecto al ámbito de procesos, es necesario, en primer lugar, medir y fijar adecuadamente los niveles de los servicios, tanto de calidad, como de coste y operación, y posteriormente, realizar una ejecución excelente de las operaciones, basada en la homogeneización, estandarización y optimización de los procesos, e implementando un sistema de gestión de la calidad que permita eliminar los errores.

Y en el ámbito de sistemas, es necesario contar con la infraestructura tecnológica adecuada, adaptar los sistemas a la nueva operativa, así como disponer de un sistema de reporting de la actividad

ESQUEMA DE SOLUCIONES INTEGRADAS

La arquitectura técnica desplegada se apoya en la instalación de contadores inteligentes y de un equipamiento denominado “*Gestor de Centros de Transformación*” en todos aquellos centros de transformación con un número de clientes superior a diez puntos de suministro, incorporando los siguientes elementos:

- Concentrador de medida para telegestión (lectura y operación remota) de los contadores de cliente de aguas en la red de baja tensión alimentada por el transformador. Este concentrador permitirá realizar balances de energía e incorpora entradas externas para detección de alarmas y eventos.
- Supervisor de baja tensión para medida de parámetros eléctricos del transformador, en baja tensión. Este elemento permite el registro de energías, potencias, intensidades y tensiones así como generación de eventos y alarmas (sobretensión, subtensión, sobreintensidad, etcétera).
- Equipo de comunicación para comunicar con la plataforma de telegestión a través de servicios Web e intercambio de ficheros mediante protocolo estándar. El equipo estará compuesto por un router de comunicaciones o concentrador de fibra óptica en los casos en que esté disponible.
- Transformación, generalmente cuatro por transformador.

El gestor de centros de transformación convivirá en centros específicos según los criterios de arquitectura de red con el equipamiento propio de maniobra y control remoto del centro, formado por celdas motorizadas, detectores de paso de falta direccionales, supervisores de media tensión, fuentes de alimentación, baterías y unidades remotas de telecontrol encargadas de gestionar dicho equipamiento y establecer el enlace con el SCADA del Centro de Operación de Red mediante protocolos de comunicación en tiempo real.

TÍTULO 4.- DEBATE EN BRUSELAS SOBRE EL FUTURO DE LAS REDES INTELIGENTES

La Asociación Valenciana de Empresas del Sector de la Energía (Avaesen) ha sido invitada a exponer en Bruselas las iniciativas de los clústeres europeos en materia de redes inteligentes en calidad de miembro de la Plataforma Europea de Colaboración de Clústeres.

Según Avaesen, las redes inteligentes van a ser una prioridad de los mercados en los próximos años.

Avaesen ha difundido una nota de prensa con motivo de su participación en los actos de Bruselas en la que señala que *"el volumen de inversión de la Unión Europea en tecnologías de tipo Smart Grid es de 56.500 millones de euros hasta 2020, de la misma forma que otros mercados como China (71.000 millones euros) o los Estados Unidos (70.000 millones de euros) van a realizar grandes inversiones para el desarrollo de las redes inteligentes, lo que convierte los smart grids en una prioridad de los mercados en los próximos años"*. En su comunicado, Avaesen añade, además, que *"los participantes en la jornada han destacado que las smart grids –que define como "redes inteligentes necesarias para la incorporación del autoconsumo, la integración del vehículo eléctrico y el intercambio energético"– son un reto competitivo y una gran oportunidad para poder llegar a los objetivos 20-20-20 de eficiencia energética en la Unión Europea, pero también para crear empleo sostenible y nuevos modelos de negocios"*.

Avaesen ha hablado en Bruselas por otra parte de los varios núcleos de desarrollo de las redes energéticas inteligentes que están surgiendo en la Comunidad Valenciana. Entre ellos, el hub energético en la ciudad de Castellón, la red VIT Energía en Valencia o la red intersectorial de innovación, I+Creo. La conferencia –continúa Avaesen– ha finalizado con un debate en el cual se ha concluido que, *"aunque Europa está solo al principio de la transición hacia las smart grids, ya que solo una de cada diez residencias utiliza contadores inteligentes, el reto de impulsar e integrar las tecnologías de este tipo solo se puede afrontar de la mejor manera en un enfoque multidisciplinar de cooperación"*.



SECCIÓN 4.- LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO. LA CREACIÓN DE LA RED ENERGÉTICA MUNDIAL Y LA REDISTRIBUCIÓN DEL PODER EN LA TIERRA

A lo largo de la historia de la humanidad, las diversas civilizaciones han tenido maneras de resolver sus asuntos energéticos, lo cual les ha permitido el uso, agotamiento y sustitución de sus recursos, no sin el peligro de perecer en dicho proceso.

Jeremy Rifkin nos llama la atención sobre este tema, desde los albores mismos de la civilización hasta el presente, señalando en el tema del agotamiento de los recursos, que nuestra civilización se encuentra abocada a la mayor crisis en todo su modo de vida.

No hay que olvidar que... "Calentamos nuestras casas y oficinas con combustibles fósiles, mantenemos nuestras fábricas y nuestros sistemas de transporte con combustibles fósiles, iluminamos nuestras ciudades y nos comunicamos a distancia con electricidad generada a partir de combustibles fósiles, construimos nuestros edificios con materiales hechos con combustibles fósiles, tratamos nuestras enfermedades con medicamentos derivados de combustibles fósiles, almacenamos nuestros excedentes en contenedores de plástico y embalajes hechos de combustibles fósiles y manufacturamos nuestras ropas y aparatos domésticos con la ayuda de nuestros productos petroquímicos. Prácticamente todos los aspectos de nuestra vida moderna extraen su energía de los combustibles fósiles, derivan materialmente de ellos o reciben su influencia de algún otro modo". ("La economía del hidrógeno. La creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra." 2002).

Se sabe que los recursos fósiles son finitos, su extinción puede ser más próxima de lo que imaginamos y al parecer no hemos tomado suficiente conciencia de que esto pueda ser así. Los cálculos más optimistas hablan de un horizonte entre 28 y 38 años para que los recursos "toquen fondo"; y los menos optimistas, entre 8 y 18 años; quedando la mayor parte de las reservas en Oriente Medio y por lo tanto, es solo una cuestión de tiempo que el mundo pase a depender del Golfo Pérsico para satisfacer sus crecientes necesidades de petróleo.

Durante los próximos años, el descenso de la producción petrolera de los yacimientos de Rusia, Mar del Norte, Alaska y África Occidental, que hoy satisfacen las economías de EEUU y de Europa -sólo EEUU, con el 5% de la población mundial, consume el 26% del petróleo de todo el mundo-; tales recursos se agotarán inevitablemente.

Hay más de 40.000 yacimientos petrolíferos conocidos en el mundo, pero solo 40 de ellos, súper gigantes, es decir, con más de 5.000 millones de barriles de petróleo; de éstos, 26 están



en el Golfo Pérsico y se hallan aún en fase ascendente de producción, a diferencia de los de EEUU y Rusia, en donde han tocado techo o están en fase descendente.

Rifkin ataca las dudas que pudieran suscitarse en un tecnólogo que albergue las esperanzas en mejores tecnologías, para detectar nuevos yacimientos, o bien para mejorar las pérdidas por extracción. En ambos casos, nos señala con investigaciones, que poco se puede esperar de nuevos yacimientos importantes, aún con mejores tecnologías; y por otro lado, éstas encarecen el proceso cuando se aplican para disminuir la pérdida durante la extracción.

La reflexión se anota entonces en otros frentes. En primer lugar, analizando las características energéticas de las sociedades, tal como mencionábamos al comienzo. Basado en estudios de antropólogos, Rifkin considera que el grado de una civilización, se puede medir a partir de su capacidad de utilizar la energía para promover el progreso o satisfacer las necesidades. Dicha consideración es válida, desde la revolución neolítica y el inicio de la agricultura; las sociedades no han cesado de incrementar la cantidad y calidad del flujo energético. Ello daría una lectura de "*plantas energéticas*" de baja potencia, a partir de los integrantes de pequeños grupos de cazadores-recolectores, controladas por estructuras institucionales poco complejas. En una fase posterior, en un régimen esclavista con mayor organización social, la disponibilidad de la energía promedio aumentó, lo que permitió la construcción de las grandes pirámides de Egipto, la Gran Muralla China y las construidas en América.

Pero la lectura de estos procesos es aún más compleja, puesto que se pone en juego una interpretación del uso de la energía en las sociedades, desde las leyes de la termodinámica. Las sociedades, como lo hacen los seres vivos en la naturaleza, luchan por remontarse a la segunda ley de la termodinámica, o a la degradación ineluctable. Esta curva de entropía se altera al introducir nueva energía para sostener el orden energético y por consiguiente el orden social. En este sentido, cabe entonces la preocupación de ¿cuánta energía requieren las sociedades para conservar su estilo de vida actual, frente al hecho de que los recursos energéticos se están agotando? Si la energía no se crea ni se destruye, sólo se transforma, el problema radica en el sentido de esta transformación, el cual va de una energía disponible a una no-disponible. Con base en esto, Rifkin nos advierte que... "*Las sociedades que más duran son aquellas que consiguen el mejor equilibrio entre el balance de la naturaleza y de la sociedad humana, dentro de los límites que impone inevitablemente la segunda ley*", de lo contrario, las sociedades colapsan.

Nuestra civilización actual, dependiente de los recursos fósiles, tiene otra característica. Se trata del carácter centralizado y determinista del sistema energético. La infraestructura del petróleo es la red energética más compleja que haya existido. Su carácter altamente centralizado, ha generado empresas comerciales organizadas del mismo modo que para la actual época de fusiones corporativas, significa el control de la energía global en un reducido número de instituciones; de ellas depende el bienestar de buena parte de la humanidad. Tres problemas se configuran frente a esta situación.



El primero radica en que una mayor concentración y centralización de poder en un número menor de instituciones puede resultar poco flexible a la hora de enfrentarse a nuevos retos.

En segundo lugar, el auge del fundamentalismo islámico en Oriente Medio, preocupa respecto de las decisiones sobre las últimas reservas del petróleo.

Finalmente, el problema del calentamiento global del planeta, por la quema de combustibles fósiles.

Estos tres aspectos se configuran como cruciales para determinar las perspectivas de la civilización humana en el siglo XXI. De la forma como afrontemos este "*punto de inflexión*" en la curva del régimen energético, dependerá que tengamos un renacimiento como civilización, o un deterioro progresivo de la misma.

La apuesta de Rifkin y de muchos otras personas e instituciones en el mundo, es por el uso del hidrógeno como fuente energética; por una descarbonización (sustitución progresiva de los átomos de carbono por otros de hidrógeno con cada nueva fuente de energía) y una economía del hidrógeno, ya que es un combustible eterno que no contamina y aunque se halla prácticamente en todas partes, raramente aparece en la naturaleza en estado libre, por lo que debe ser extraído.

Las diversas formas de producirlo, que aunque pueden involucrar el uso de energías procedentes de hidrocarburos, se inclinan hacia la utilización de energías renovables, como la fotovoltaica, la eólica, la hidráulica y la geotérmica; éstas, pueden generar la electricidad que se consume en el proceso de la electrólisis para descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno.

Pero el aspecto más interesante del hidrógeno es el de una nueva economía menos centralizada, más autosuficiente, que depende del mismo consumidor. Para explicar el tema, Rifkin adopta dos criterios, el de generación distribuida y el de red, análogo éste último a la WEB. La generación distribuida se refiere a un conjunto de pequeñas plantas generadoras de electricidad, situadas cerca del usuario final, o en su mismo emplazamiento, y que pueden bien estar integradas en una red o bien funcionar de forma autónoma. Sus usuarios pueden ser fábricas, empresas comerciales, edificios públicos, barrios o residencias privadas.

Elas representan en la actualidad, un coste menor en la producción del kilovatio, y prometen ser una solución ante el peligro de un corte de energía y una alternativa al calentamiento global. En esta perspectiva, el usuario se puede convertir en su propio productor, al usar pilas de combustible que pueda recargar.



"Las revoluciones económicas verdaderamente importantes de la historia se producen cuando una nueva tecnología de comunicación se funde con un régimen energético emergente para crear un paradigma económico completamente nuevo. La introducción de la imprenta en el siglo XV, por ejemplo, estableció una nueva forma de comunicación que cuando más adelante se combinó con la tecnología del carbón y el vapor dio origen a la revolución industrial. La imprenta hacía posible una forma de comunicación lo bastante rápida y ágil como para coordinar un mundo impulsado por la energía del vapor". Tras esta afirmación, Rifkin considera que el hidrógeno y las nuevas tecnologías de generación distribuida por medio de pilas, fusionado con la revolución informática y las telecomunicaciones, pueden crear una era económicamente nueva. Estamos entonces, a la vuelta de pocos años, frente a la posibilidad de convertir la red eléctrica en una red interactiva de miles o millones de pequeños proveedores y usuarios. Sin duda, son diversos los problemas técnicos a abordar, como por ejemplo, la puesta en juego de un sistema flexible -no tan unidireccional- de corriente alterna, que permita a las compañías de transmisión distribuir cantidades precisas de electricidad a áreas específicas de la red. Otros problemas, de tipo organizativo, demandarán otra clase de soluciones, de carácter más democrático, cooperativo y seguramente con menores costos; por ejemplo, para alquilar o comprar pilas de combustible en hogares y empresas. En todos estos casos, ya existen experiencias en los EEUU.

La posibilidad de una democratización de la energía, significa, del lado de los países pobres, la oportunidad de mayores accesos a la economía y al bienestar. Un mínimo acceso al empleo y a la electricidad, significa una *"calidad de vida básica"* que incluye la alfabetización, una mejor higiene, seguridad personal y una mayor expectativa de vida. Con el aumento de la pobreza en esta parte del mundo, el crecimiento demográfico, las economías en recesión y el peso de la deuda externa, una economía basada en el hidrógeno constituye una esperanza para los miles de millones de seres humanos que habitan la mayor parte del globo.

Concluye Rifkin, acentuando el desafío que la generación distribuida representa, tanto ambientalmente como en el ámbito sociológico, respecto a una nueva comprensión de la globalización. Al estar conectados por una red de generación distribuida a partir del hidrógeno, los asentamientos humanos pueden ser vistos desde enfoques diferentes al viejo concepto de Estado-Nación propio de un régimen energético que está caducando. Los patrones de asentamiento humano entrelazados con las biocomunidades, podrán ser entendidos en términos de eco-regiones, bio-regiones y geo-regiones, lo que contribuirá a forjar un nuevo y profundo sentido de la seguridad, la salud y el bienestar de la tierra.



1. LOS CUATRO PILARES DE LA TERCERA REVOLUCIÓN INDUSTRIAL

La creación de un régimen de energías renovables, cargadas por los edificios que parcialmente almacenadas en forma de hidrógeno y distribuidas por medio de redes inteligentes interconectadas, nos abre la puerta a una Tercera Revolución Industrial. Esto debería tener un efecto multiplicador económico tan potente en el siglo XXI como la convergencia de la tecnología de impresión en masa con la tecnología de la energía del carbón y del vapor en el siglo XIX, y la unión de las formas eléctricas de comunicación con el petróleo y el motor de combustión interna en el siglo XX.

1.1. EL PRIMER PILAR: LA ENERGÍA RENOVABLE

Las formas renovables de energía (solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica, mareomotriz y la biomasa) conforman el primero de los cuatro pilares de la Tercera Revolución Industrial.

Aunque dichas energías emergentes siguen suponiendo un pequeño porcentaje de la mezcla energética, están creciendo con rapidez a medida que los gobiernos imponen objetivos y referencias para su introducción generalizada en el mercado, su menor coste hace que cada vez sean más competitivas a medida que pasa el tiempo.

Se están invirtiendo miles de millones de euros de capital público y privado en la investigación, el desarrollo y la penetración en el mercado, ya que las empresas y los propietarios de viviendas buscan reducir su huella de carbono, y conseguir al mismo tiempo una mayor eficiencia e independencia energética. La inversión mundial en energías renovables alcanzó 148.000 millones de dólares en 2007, incrementándose en un 60 por ciento desde 2006 . Se prevé que la inversión mundial en energías renovables aumente hasta 250.000 millones de euros en 2020, y hasta 460.000 millones de euros en 2030 . Hoy en día, la producción, las operaciones y el mantenimiento de las energías renovables proporcionan aproximadamente dos millones de puestos de trabajo en todo el mundo .

Un reciente estudio concluyó que el número de puestos de trabajo creados por euro invertido (y por kilovatio-hora producido) procedentes de las tecnologías de energía renovable es de 3 a 5 veces superior al número de empleos creados procedentes de la generación basada en combustibles fósiles .

Al convertirse en la primera superpotencia que establece un objetivo obligatorio del 20 por ciento en energía renovable para 2020, la UE ha puesto en marcha el proceso de ampliar enormemente la porción de energías renovables de su mezcla energética.



En un reflejo del nuevo compromiso con unos mayores objetivos de energías renovables, el Banco de Inversión Europeo ha ampliado sus inversiones en energías renovables y tiene previsto financiar préstamos por un valor total superior a 800 millones de euros anuales . Sólo en Alemania, el sector de las mismas presenta un volumen de negocio anual de 21.600 millones de euros y 214.000 trabajadores en 2006, y el sector tiene previsto crecer hasta alcanzar entre 244.000 y 263.000 empleos en 2010, entre 307.000 y 354.000 empleos en 2020, y entre 333.000 y 415.000 en 2030 .

Los otros 26 Estados miembros de la UE, también están creando nuevos puestos de trabajo a medida que adaptan sus fuentes de energía renovable para cumplir su objetivo de una política de emisión de carbono cercana a cero. La energía renovable en la UE generó 8.900 millones de euros de ganancias en 2005, y se estima que alcance 14.500 millones de euros para 2019. Se prevé la creación de más de 700.000 puestos de trabajo en la UE hasta 2010 en el campo de la generación de electricidad procedente de fuentes de energía renovable .

Para 2050, se espera que la energía renovable proporcione casi la mitad de la energía primaria, y el 70 por ciento de la electricidad producida en la UE, y que ello suponga varios millones de puestos de trabajo .

1.2. EL SEGUNDO PILAR: LOS EDIFICIOS QUE ACTÚAN COMO PLANTAS ENERGÉTICAS POSITIVAS

Aunque la energía renovable se encuentra en todas partes y las nuevas tecnologías nos están permitiendo aprovecharla de forma más barata y eficiente, necesitamos infraestructuras para cargarla. Ahí es donde el sector de la construcción debe dar un paso al frente, para plantar el segundo pilar de la Tercera Revolución Industrial.

El sector de la construcción es el que más puestos de trabajo proporciona en la UE y, en 2003, representaba el 10 por ciento del PIB y el 7 por ciento del empleo en la UE de los 15. Los edificios suponen la principal contribución al calentamiento global inducido por el ser humano.

En todo el mundo, los edificios consumen entre el 30 y el 40 por ciento de toda la energía producida, y son responsables de los mismos porcentajes de emisiones de CO₂. Ahora, las nuevas tecnologías posibilitan que, por primera vez, se diseñen y se construyan edificios que crean la totalidad de su propia energía a partir de fuentes de energía renovables disponibles a escala local, lo que nos permite reconceptualizar el futuro de los edificios como “*plantas de energía*”. Las implicaciones comerciales y económicas son enormes y de gran alcance para el sector inmobiliario y, en ese aspecto, para Europa y el mundo.



Dentro de 25 años, se construirán millones de edificios (viviendas, oficinas, centros comerciales, parques industriales y tecnológicos) que se construirán de forma que sirvan como *“plantas energéticas”* además de como hábitats. Esos edificios recogerán y generarán energía localmente procedente del sol, el viento, la geotérmica, suficiente para abastecer sus propias necesidades energéticas, además de poder compartir el excedente de energía.

Actualmente está surgiendo una nueva generación de edificios comerciales y residenciales que actúan como plantas energéticas.

En Estados Unidos, Frito-Lay está reacondicionando su planta de Casa Grande, haciéndola funcionar principalmente con energía renovable y agua reciclada. Este concepto se denomina *“cero neto”*. La fábrica generará toda su energía en planta instalando techos solares y reciclando los residuos de sus procesos de producción y convirtiéndolos en energía.

En Francia, el gigante de la construcción Bouygues está llevando el proceso un paso más allá, levantando un complejo de oficinas comerciales de última generación este año en las afueras de París, que recoge energía solar suficiente, no sólo para abastecer sus propias necesidades, sino incluso para generar un excedente de energía.

El Parque Tecnológico Walqa, en Huesca, España, está enclavado en un valle de los Pirineos y pertenece a un nuevo género de parques tecnológicos que producen su propia energía renovable en planta para dotar de energía a sus operaciones. Actualmente hay una docena de edificios de oficinas en funcionamiento en el Parque Walqa, y está prevista la construcción de otros 40. La instalación funciona íntegramente a partir de formas de energía renovable, entre ellas la energía eólica, la hidroeléctrica y la solar. El parque alberga a empresas líderes de alta tecnología, entre ellas Microsoft y otras empresas informáticas, empresas de energías renovables, etc.

1.3. EL TERCER PILAR: EL ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

La introducción de los dos primeros pilares de la Tercera Revolución Industrial (la energía renovable y los *“edificios que actúan como plantas energéticas”*) exige la introducción simultánea del tercer pilar de la Tercera Revolución Industrial.

Para maximizar la energía renovable y minimizar el coste, será necesario desarrollar métodos de almacenamiento que faciliten la conversión de suministros intermitentes de esas fuentes de energía en activos fiables. Las baterías, el bombeo de agua diferenciado y otros medios pueden proporcionar una capacidad de almacenamiento limitada. Sin embargo, existe un medio de almacenamiento que está muy extendido y puede resultar relativamente eficiente.



El hidrógeno es el medio universal que “*almacena*” todas las formas de energía renovable garantizando que haya disponible un suministro estable y fiable para la generación de energía y, al mismo nivel de importancia, para el transporte. Es el elemento más ligero y más abundante del universo y, cuando se usa como fuente de energía, los únicos productos derivados son el agua pura y el calor.

Desde hace más de 30 años, nuestras naves espaciales son impulsadas por hidrógeno en celdas de combustible de alta tecnología. Así es como funciona el hidrógeno. Las fuentes renovables de energía (celdas solares, eólica, hidroeléctrica, geotérmica, mareomotriz) se utilizan para producir electricidad. Esa electricidad, a su vez, puede utilizarse en un proceso llamado *electrólisis*, para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno también puede extraerse directamente de los cultivos energéticos, los residuos animales y forestales y la basura orgánica, la llamada biomasa, sin pasar por el proceso de electrólisis.

Lo más importante que hay que subrayar es que una sociedad de energías renovables se hace viable en la medida en que parte de esa energía pueda almacenarse en forma de hidrógeno. Ello se debe a que la energía renovable es intermitente. El sol no siempre brilla, el viento no siempre sopla, el agua no siempre fluye cuando hay sequía y la producción agrícola es variable. Cuando no hay energía renovable disponible, no puede generarse electricidad y la actividad económica se detiene. Sin embargo, si parte de la electricidad que se genera cuando abunda la energía renovable puede utilizarse para extraer hidrógeno del agua que pueda almacenarse para un uso posterior, la sociedad tendrá un suministro continuo de energía. El hidrógeno también puede extraerse de la biomasa y almacenarse de forma similar.

La Comisión Europea reconoce que la mayor confianza en las formas de energía renovable se vería enormemente facilitada por el desarrollo de la capacidad de almacenamiento del hidrógeno en celdas de combustible y, en 2003, fundó la Plataforma Tecnológica del Hidrógeno, una enorme iniciativa de investigación y desarrollo para situar a Europa en cabeza de la carrera hacia un futuro protagonizado por el hidrógeno .

Las regiones y los gobiernos nacionales de toda Europa ya han comenzado a poner en marcha programas de investigación y desarrollo del hidrógeno, y se encuentran en las primeras fases de la introducción de tecnologías de hidrógeno en el mercado.

En 2006, la República Federal de Alemania, comprometió 500 millones de euros a la investigación y el desarrollo del hidrógeno, y comenzó a preparar planes de creación de una hoja de ruta sobre el hidrógeno a escala nacional, con el objetivo declarado de liderar a Europa y el mundo hacia la era del hidrógeno para 2020. La Canciller Ángela Merkel y los miembros de su gabinete demandaron una Tercera Revolución Industrial en comparecencias públicas en 2007 .



En 2008, la Comisión Europea anunció una Iniciativa Tecnológica Conjunta (ITC), una ambiciosa asociación público-privada destinada a acelerar la introducción comercial de una economía del hidrógeno en los 27 Estados miembros de la UE, que centrará su atención en la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables.

1.4. EL CUARTO PILAR: LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (SMART GRIDS) Y LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS RECARGABLES

Convirtiéndose en una referencia en el paso a la energía renovable, progresando en la noción de edificios que actúan como plantas energéticas y financiando un agresivo programa de investigación y desarrollo de las tecnologías de hidrógeno en celdas de combustible, la UE ha erigido los tres primeros pilares de la Tercera Revolución Industrial. El cuarto pilar, la reconfiguración de la red energética europea, junto con las líneas de Internet, que permita que las empresas y los propietarios de viviendas produzcan su propia energía y la compartan entre sí, está siendo, en estos momentos, objeto de ensayos por parte de diversas empresas energéticas de Europa.

La red interconectada inteligente se compone de tres elementos fundamentales. Las miniredes permiten que los usuarios, las pequeñas y medianas empresas (PYMES) y las empresas de gran escala económica produzcan energía renovable a escala local (a través de celdas solares, energía eólica, la pequeña hidroeléctrica, los residuos animales y agrícolas, la basura, etc.) y la utilicen, fuera de la red, para sus propias necesidades eléctricas. La tecnología de contadores inteligentes permite que los productores locales revendan con mayor eficacia su energía a la red energética principal, además de recibir electricidad de la red, haciendo que el flujo de electricidad sea bidireccional.

La siguiente fase en la tecnología de redes inteligentes está incorporando dispositivos y chips sensibles es todo el sistema de la red, conectando todos los electrodomésticos. El software permite que toda la red sepa cuánta energía se está utilizando, en cualquier momento, en cualquier parte de la red. Esta interconectividad puede utilizarse para redirigir los usos y los flujos de energía durante los picos y los valles, e incluso ajustarse los cambios en los precios de la energía según el momento.

En el futuro, las redes de servicios inteligentes también estarán conectadas a los cambios meteorológicos de cada momento (registrando los cambios del viento, el flujo solar, la temperatura ambiente, etc.) confiriendo a la red energética la capacidad de ajustar el flujo de electricidad continuamente, tanto a las condiciones meteorológicas externas como a la demanda de consumo. Por ejemplo, si la red energética está experimentando un pico en el uso de energía y una posible sobrecarga debida a una demanda excesiva, el software puede ordenar que la lavadora del propietario de una vivienda baje un ciclo por carga de la electricidad recibirán descuentos en sus facturas. Puesto que el precio de la electricidad en la



red varía durante cualquier periodo de las 24 horas, la información energética al momento abre la puerta a un *“establecimiento de precios dinámicos”*, lo que permite que los consumidores aumenten o disminuyan su uso de la energía automáticamente, en función del precio de la electricidad en la red. Hasta el momento el precio también permite que los productores de las miniredes locales revendan automáticamente energía a la red o se desconecten de ella por completo. La red interconectada inteligente no sólo otorgará a los usuarios finales más poder sobre sus elecciones energéticas, sino que también creará nuevas eficiencias energéticas en la distribución de la electricidad.

La red interconectada posibilita una amplia redistribución de la energía. El actual flujo de energía centralizado y unidireccional es cada vez más obsoleto. En la nueva era, las empresas, los municipios y los propietarios de viviendas se convertirán en los productores, así como en los consumidores de su propia energía – la llamada *“generación distribuida”*.

Incluso los vehículos eléctricos recargables y los impulsados por hidrógeno en celdas de combustible son *“plantas energéticas sobre ruedas”* con una capacidad generadora de veinte o más kilovatios. Puesto que el coche, el autobús y el camión son medios que están aparcados la mayor parte del tiempo, pueden enchufarse durante las horas en que no se usan a la red eléctrica doméstica, de la oficina, de la red eléctrica interactiva, devolviendo electricidad de primera clase a la red. Los vehículos recargables eléctricos y de celdas de combustible se convierten así en una forma de almacenar enormes cantidades de energía renovable que pueden devolverse en forma de electricidad a la red energética principal.

En 2008, Daimler y RWE, la segunda empresa energética y de servicios públicos más importante de Alemania, iniciaron un proyecto en Berlín para establecer puntos de recarga para coches eléctricos Smart y Mercedes alrededor de la capital del país. Renault-Nissan está preparando un plan similar para proporcionar una red de cientos de miles de puntos de recarga de baterías en Israel, Dinamarca y Portugal.

Las estaciones de carga de energía eléctrica se utilizarán para dar servicio al coche eléctrico integral de Renault, el Mégane. Toyota se ha asociado con EDF, la mayor empresa energética y de servicios públicos de Francia, para construir puntos de carga en Francia y en otros países, para sus coches eléctricos recargables.

En 2030, habrá puntos de carga instalados para los vehículos eléctricos recargables y para los vehículos de hidrógeno en celdas de combustible prácticamente en todas partes – junto a las carreteras, en los hogares, en los edificios comerciales, en las fábricas, en los aparcamientos y en los garajes, ofreciendo una infraestructura distribuida continua para enviar electricidad tanto desde la red eléctrica como a ésta. Si solamente el 25 por ciento de los conductores utilizaran sus vehículos como plantas energéticas para revender energía a la red interconectada, podrían eliminarse todas las plantas energéticas de EE.UU. y de la UE.



IBM y otras empresas informáticas de ámbito mundial están accediendo en estos momentos al mercado de la energía inteligente, trabajando con empresas de servicios públicos para transformar la red energética en redes interconectadas, de forma que los propietarios de los edificios puedan producir su propia energía y compartirla mutuamente. Centerpoint Utility en Houston, Texas, Xcel Utility en Boulder, Colorado, y Sempra y Southern Con Edison en California están instalando partes de las redes inteligentes este año, conectando miles de edificios residenciales y comerciales.

El nuevo plan energético de la UE está allanando el camino para la red interconectada, con la exigencia de que debe separarse de la red energética, o como mínimo hacerla cada vez más independiente de las empresas energéticas que también producen la energía, de forma que los nuevos actores (en especial pequeñas y medianas empresas y propietarios de viviendas) tengan la oportunidad de producir y revender energía a la red con la misma facilidad y transparencia de la que gozan al producir y compartir información por Internet.

La Comisión Europea también ha establecido una Plataforma Tecnológica Europea de Redes Inteligentes y ha elaborado un documento de perspectivas y estrategias a largo plazo en 2006 para reconfigurar la red energética europea para hacerla inteligente, distribuida e interactiva.

La pregunta central que debe hacerse cada nación es dónde quiere que esté su país dentro de veinticinco años: en el ocaso de las decadentes energías e industrias de la segunda revolución industrial o en el despertar de las energías e industrias de la Tercera Revolución Industrial.

La Tercera Revolución Industrial es el partido final que saca al mundo de las viejas energías basadas en el carbono y en el uranio y lo traslada a un futuro sostenible y no contaminante para la raza humana.



SECCIÓN 5.- PROYECTOS I+D DEL GRUPO GAS NATURAL FENOSA

En esta Sección se citan los proyectos de referencia según las distintas líneas de actuación que el grupo gasNatural Fenosa considera estratégicos:

- Seguridad patrimonial.
- Movilidad sostenible.
- Mejora de la vida útil de las instalaciones.
- Optimización de operación de instalaciones y estrategias de mercados.
- Tratamiento del CO₂.
- Redes Inteligentes.
- Almacenamiento de energía.
- Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final.
- Infraestructura avanzada de medida y soluciones en Smart Metering.
- Nuevas iniciativas en energías renovables y vectores energéticos.

En el ANEXO I, se cataloga en fichas los distintos proyectos

TÍTULO 1.- SEGURIDAD PATRIMONIAL

Desarrollo de tecnología para evitar o minimizar posibles daños a los recursos humanos y materiales del grupo.

Los principales aspectos considerados son:

- La detección precoz de las situaciones anómalas.
- La minimización del error humano en la interpretación de imágenes y señales provenientes de los sistemas de alarma y/o seguridad.
- La automatización de actividades de seguridad.



Proyectos asociados:

1. PROYECTO HESPERIA. HOMELAND SECURITY: TECNOLOGÍAS PARA LA SEGURIDAD INTEGRAL EN ESPÁCIOS PÚBLICOS E INFRAESTRUCTURAS

HESPERIA es un proyecto CENIT de investigación industrial, en el marco del programa Ingenio, para investigar en tecnologías aplicables a sistemas de seguridad para la protección de infraestructuras críticas y espacios públicos.

Los principales logros alcanzados o en fase de consecución, dentro de los trabajos realizados aplicables directamente a Gas Natural Fenosa se pueden resumir en:

- El desarrollo de un nuevo sistema de gestión de videovigilancia y alarmas con representación tridimensional dinámica mediante imágenes reales, virtuales y mixtas. Este sistema se encuentra en fase de pre-desarrollo comercial con el objetivo de ser utilizado por los Centros de Seguridad Corporativos y por los Centros de Seguridad locales del Gas Natural Fenosa. Asimismo es de aplicación en edificios de oficinas como los de Barceloneta, Avda. de San Luis, Avda. de América y en las grandes instalaciones industriales, especialmente de Generación.
- El desarrollo de un paquete de protección y tratamiento seguro de la información de uso profesional inmediato. Consta de Procedimientos (Programa de Protección de la Información, que ya se está aplicando en la petición de determinadas ofertas de servicios) y sistemas informáticos de cifrado y manejo de la información (TrueCrypt y Cryptophane) cuya robustez viene avalada por el Centro Superior de Investigaciones Científicas (CSIC).

1.1. ANTECEDENTES

Como consecuencia del aumento de la amenaza terrorista, los estados modernos han trabajado mucho sobre las repercusiones de estos ataques y la forma de reducir su impacto en la sociedad.

Por un lado, los años anteriores al inicio del proyecto estuvieron marcados por el crecimiento exponencial del número cámaras de seguridad en todo tipo de espacios, por el incremento de la protección de los derechos individuales, por avances significativos en las técnicas de visión artificial y en los sensores, por el aumento en la capacidad de procesamiento de señales e información, así como por avances en la representación multimedia de contenidos.



Por otro lado, se incrementó el número de grandes centros de gestión de seguridad que supervisaban a diario información de distintos medios, miles de cámaras y sensores para la detección, identificación y seguimiento de situaciones que requirieran una respuesta temprana y efectiva para mitigar su peligro.

Ante esta situación se identificó la necesidad de capacitar a los sistemas con nuevas utilidades que permitieran interpretar el gran volumen de datos e información obtenida por diferentes tecnologías y proponer decisiones, aumentar la capacidad perceptiva de los equipos de repuesta y de los centros de seguridad, favorecer la movilidad de los equipos de seguridad y comprender los contenidos de las imágenes y el sonido.

1.2. OBJETIVOS

Se definieron tres objetivos primarios:

- Facilitar la gestión de gran cantidad de información audiovisual con el fin de mejorar la seguridad.
- Desarrollar sistemas complejos y distribuidos que analicen la información audiovisual, aprendan el contexto y permitan focalizar la atención humana en aquellos eventos de mayor interés potencial.
- Detectar automáticamente eventos audiovisuales diferentes de lo normal, y en tiempo real para permitir actuaciones.

A partir de estas metas se desarrollaron objetivos de segundo y tercer nivel a cubrir por las empresas y centros de investigación participantes en el proyecto.

1.3. CONTENIDO Y ACTIVIDADES

Durante los cuatro años de duración del proyecto se investigaron y analizaron numerosas tecnologías, algunas de las cuales se pusieron a prueba en escenarios de Gas Natural Fenosa:

- **Gestión de la seguridad con movilidad:** Este activo experimental es de aplicación inmediata en las centrales de generación, cuyo paradigma es facilitar el acceso a la información en un sistema distribuido desde cualquier punto de la instalación, empleando un ordenador convencional o un dispositivo móvil (teléfono o PDA) con el objetivo básico de la obtención de la información correcta que influya en la toma de decisiones.



- **Seguimiento de objetos a través de zonas autorizadas y restringidas:** Para ayudar a las tecnologías de video cognitivo se realizaron grabaciones masivas que después fueron cifradas, encriptadas y etiquetadas para su análisis a bajo nivel basado en representación de píxeles mediante la aplicación de algoritmos de segmentación y análisis de alto nivel mediante grafos y la ayuda de sistemas geoespaciales (GIS) para situar los objetos en movimiento por el escenario definido.
- **Reconocimiento facial:** De aplicación en esclusas virtuales de paso y seguimiento de personas mediante análisis de video en un entorno controlado.
- **Identificación y localización de eventos de audio:** Separación de fuentes sonoras por sus características estadísticas y su distribución espacial en el caso de detección de ruidos impulsivos, como es el caso de explosiones, disparos, deflagraciones, colisiones, golpes, rotura de cristales, ruido de combustión (crepitación, chisporroteo), etc.
- **Identificación de situaciones de normalidad por análisis de trayectorias:** Como complemento al anterior se definió otro activo experimental para proporcionar información mediante el análisis de la normalidad y sus trayectorias, para conseguir prevenir y alertar de forma proactiva los casos de anomalía o potencialmente amenazantes.
- **Detección de ruidos anómalos en maquinaria:** Para ello se utilizó la central de ciclo combinado de Aceca y la central hidráulica de Belesar donde se caracterizó la distribución espectral del sonido de potencia en modo estacionario (turbogrupos, motores en régimen estable, ventiladores, etc.) y no estacionario (sirenas, motores acelerando, etc.) mediante la supresión del ruido o su atenuación de las señales no deseadas y realce de las señales deseadas.
- **Identificación y verificación del locutor para el control de accesos:** Para la detección robusta del locutor se analizaron los aspectos que conforman la voz humana: biométrico, acústico-fonético, fonológico, etc.
- **Identificación de emociones del locutor:** Junto con los anteriores aspectos se tuvieron en cuenta otros de personalidad relacionados con el nivel acústico y biométrico del locutor junto con aquellos basados en la semántica, la dicción, la pronunciación o la idiosincrasia.
- **Detección de palabras de riesgo:** Se definió un sistema de detección de palabras de alto riesgo antisocial con la colaboración de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad y se realizó el estudio de varias situaciones de crisis reales de las que se disponía de grabaciones para planificar actuaciones concretas en situaciones de emergencia frente a incidentes con riesgo personal, llamadas malintencionadas, situaciones de alteración emocional y similares.
- **Gestión de crisis y modelado de decisiones:** Seleccionando el escenario de la central hidráulica de Belesar, por tratarse de una gran instalación industrial y afrontando el



hipotético riesgo de avenida en el río Miño, se proporcionó un mecanismo óptimo para centralizar las alertas, ayudas y visualizar la información durante la crisis, así

como las secuencias de actuación convenientes en su gestión, detectándola con la suficiente antelación para actuar de manera proactiva.

- **Representación de la información en 3D:** Modelar instalaciones y realizar la representación gráfica de la información en el sistema GIS, con el objetivo de monitorizar y controlar con ayuda de técnicas avanzadas de interfaz de usuario y de realidad virtual la información procedente de la base de datos del sistema y sincronizados los datos de control y de contenidos.
- **Protección y tratamiento seguro de la información de uso profesional:** Derivado de la necesidad de proteger un activo tan importante como es la información sensible y estratégica de Gas Natural Fenosa y guardar la confidencialidad para evitar la pérdida de los derechos patentables.

Se espera que en un período de tiempo de 5 años, 3 de cada 4 nuevas instalaciones incluyan al menos una de las tecnologías investigadas y probadas en el proyecto HESPERIA.

1.4. DURACIÓN

Del 2006 al 2010.

1.5. PRESUPUESTO

El organismo ha dotado a CENIT con doscientos millones de euros durante cuatro años, el 46,5 % de la inversión prevista para todo el programa. Los otros 230 millones de euros los aportará el sector privado.



TÍTULO 2.- MOVILIDAD SOSTENIBLE

Favorecer el desplazamiento de la movilidad convencional hacia la propulsión por electricidad y/o gas natural.

Proyectos asociados:

- PROYECTO CITYELEC (Sistemas para Electrificación de la Movilidad en Entorno Urbano)
- PROYECTO GARnet (Gas as an Alternative for Road Transport)
- PROYECTO DOMOCELL: SISTEMA DOMICILIARIO PARA LA RECARGA DE BATERÍAS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

1. PROYECTO CITYELEC (SISTEMAS PARA ELECTRIFICACIÓN DE LA MOVILIDAD EN ENTORNO URBANO)

El objeto del proyecto es la búsqueda de una solución global e integradora de transporte urbano basado en vehículos ligeros (coches, motos y minibuses) puramente eléctricos que aseguren un modelo de movilidad de personas y mercancías eficiente y limpio.

El proyecto se organiza en 8 subproyectos, tres centrados en el desarrollo del vehículo y sus componentes fundamentales, tres en la infraestructura, y dos subproyectos genéricos para definir la especificación y arquitectura del sistema, y la fase de demostración y tareas de difusión de resultados.

CITYELEC está financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación en el marco Programa Nacional de Cooperación Público-Privada del Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica 2008-2011. El presupuesto total es de 19 millones de euros, desde 2009 hasta 2012.

Está liderado por Tecnalia y para su ejecución se ha creado un Consorcio formado por 32 socios de los sectores de automoción, bienes de equipo y energía. Participan empresas privadas, ayuntamientos, operadores de transporte público, universidades y centros tecnológicos. Gas Natural Fenosa, a través de Unión Fenosa Distribución participa en las áreas de definición de arquitectura del sistema CITYELEC y en desarrollo de sistemas de infraestructura.



1.1. ANTECEDENTES

La necesidad de búsqueda de mayor eficiencia, de reducir emisiones y de incrementar la independencia energética del exterior está propiciando que gran parte de las actividades investigadoras definidas a nivel europeo se orienten hacia el impulso de las tecnologías y modelos que posibiliten la electrificación del transporte.

En concreto, los objetivos europeos planteados de reducción de emisiones de dióxido de carbono de hasta un 50% en vehículos turismo y ligeros en el año 2020, intensifican los esfuerzos encaminados a la electrificación del sector transporte, desde la hibridación hasta los vehículos puramente eléctricos.

Es necesario tener en cuenta que actualmente el sector transporte es responsable del 38% del consumo de energía final en España. En concreto, el transporte por carretera representa más de la cuarta parte de las emisiones totales de CO₂ en España.

La ciudad concentra una gran cantidad de transporte en áreas relativamente pequeñas, lo que agudiza los problemas de contaminación ambiental y acústica. Por este motivo y por la aun limitada autonomía de los vehículos eléctricos, es en el ámbito urbano donde se están desarrollando el mayor número de iniciativas sobre movilidad eléctrica. En este sentido, CITYELEC plantea un nuevo escenario para la electrificación de los vehículos ligeros urbanos que permitirá avanzar en un modelo de movilidad de personas y mercancías más eficiente y limpio.

1.2. OBJETIVOS

- **Diseñar** soluciones de movilidad de personas y mercancías en entorno urbano basadas en vehículos eléctricos.
- **Investigar** en componentes del sistema de propulsión y la infraestructura que son necesarios para la implementación de vehículos eléctricos.
- **Demostrar la viabilidad** del sistema mediante el ensayo de la infraestructura con vehículos electrificados.
- **Generar conocimiento** y potenciar el tejido industrial de empresas de base tecnológica.

1.3. DURACIÓN

Duración del proyecto del 2009 al 2012.



2. PROYECTO GARNET (GAS AS AN ALTERNATIVE FOR ROAD TRANSPORT)

Se trata de un proyecto europeo que tiene como objeto analizar, tanto desde el punto de vista tecnológico como económico, cuáles son las mejores alternativas para permitir el desarrollo y despliegue a gran escala de una red de suministro de GNL como alternativa de combustible ecológica y rentable para vehículos pesados de transporte de mercancías.

Este proyecto cuenta con el apoyo financiero de la Agencia Europea de Redes de Transporte Transeuropeo (Ten- T EA), organismo dependiente de la Comisión Europea cuya misión es asegurar el desarrollo técnico y financiero de proyectos de infraestructuras de transporte transeuropeas con un enfoque especial en la innovación. Dentro del marco de este proyecto, se llevará a cabo la instalación en España de siete estaciones de servicio de GNL, cuatro de ellas fijas situadas en Motilla del Palancar (Cuenca), Alovera (Guadalajara), Riba Roja (Valencia) e Iruna de Oca (País Vasco), y tres estaciones de servicio móviles que permitirán una mayor flexibilidad y rapidez de abastecimiento de combustible en zonas clave.

En las cuatro estaciones fijas se ensayarán las tecnologías con mayor potencial de despliegue a nivel europeo. Asimismo se evaluará también la integración de tecnologías de comunicación y el suministro de grandes volúmenes de GNL a las futuras estaciones de GNL para permitir una adecuada gestión de la red.

Las ubicaciones de estas estaciones de servicio fijo de GNL han sido seleccionadas a lo largo de las rutas identificadas como prioritarias y definidas por el Ten-T EA, estas rutas están alineadas además con las principales terminales de GNL que están en funcionamiento en España.

Para validar los resultados del proyecto se ha llegado a acuerdos con propietarios de grandes flotas de vehículos pesados que utilizarán las estaciones en una primera fase, posteriormente será posible ampliar a un número mayor de empresas y autónomos.



2.1. ANTECEDENTES

El proyecto GARneT se inscribe dentro de los objetivos marcados por la Unión Europea para el transporte por carretera, orientados a promover y armonizar servicios más seguros, eficientes y menos contaminantes. En este contexto, el gas natural licuado se sitúa como una alternativa sólida de cara a la reducción de emisiones derivadas del transporte.

El gas natural es un combustible muy competitivo desde el punto de vista económico si se compara con el gasóleo y la gasolina, ya que se pueden lograr ahorros de hasta el 30% respecto del primero y del 50% respecto del segundo. En la actualidad, circulan en nuestro país cerca de 3.500 vehículos que utilizan gas natural, fundamentalmente vehículos pesados de ámbito urbano, como camiones de recogida de basura o autobuses. Un total de 26 localidades disponen ya de estaciones de suministro, entre las que se encuentran, Madrid, Barcelona, Burgos, Salamanca, Sevilla o Valencia.

2.2. OBJETIVOS

- Construcción de cuatro estaciones fijas de suministro de GNL en algunos de los principales corredores europeos de tráfico de mercancías y desarrollo de tres estaciones móviles.
- Investigar la logística de suministro de GNL a las estaciones de repostaje.
- Definir modelos de negocio basados en la experiencia de este proyecto para suministrar GNL en toda Europa a precios económicos.
- Identificar las necesidades y diferencias con las normas regulatorias de los distintos Estados miembros y proponer medidas que logren la armonía.
- Reducir el impacto medioambiental del transporte de mercancías por carretera en las rutas transeuropeas.

2.3. DURACIÓN

Del 2012 al 2014.



2.4. ENTREVISTA A JOSÉ RAMÓN FREIRE (SOLUCIONES DE MOVILIDAD) Y JOHN CHAMBERLAIN (PROYECTOS TECNOLÓGICOS DE GASNATURAL FENOSA).

¿Cómo ha surgido el desarrollo de este proyecto y quiénes participan?

El proyecto surge como consecuencia de las reuniones previas con la NGVA (Natural & bioGas Vehicle Association Europe) en ellas vemos que desde el Grupo y con empresas españolas podemos diseñar un planteamiento que refuerza nuestra estrategia de inversiones en España, aporta visibilidad a la estrategia Europea de la Compañía en este campo, y refuerza el proyecto del GNL en transporte ante la administración Europea y Española, esto último lo hemos podido corroborar recientemente con la publicación del borrador de directiva para el desarrollo de infraestructuras alternativas en el transporte. El proyecto al final preferimos restringirlo a un Grupo de dos Compañías (HAMSA y GNF) y desvincularnos de la propuesta de la NGVA pues esta incorporaba a muchos interlocutores con perfiles muy diversos.

¿Cuáles con los aspectos más destacables del mismo?

Supone un soporte político, mediático y económico a nuestro proyecto de desarrollar corredores Europeos de GNL y agiliza el despliegue de estaciones en España.

¿En qué fase de desarrollo se encuentra el proyecto?

El proyecto se inicio en abril de 2012 y su finalización está prevista para diciembre de 2014. Su objetivo final es demostrar las ventajas técnicas, económicas y medioambientales del uso de GNL en transporte y presentar una hoja de ruta para permitir su despliegue a gran escala como alternativa de combustible ecológica y rentable para vehículos pesados de transporte en Europa. En este primer año del proyecto, hemos avanzado de manera importante en la construcción de siete estaciones de servicio de GNL, cuatro fijas y tres móviles, hemos definido los parámetros a medir en los pilotos y consecuentemente, especificado las tecnología de comunicación a emplear.

¿Cuáles son las principales tecnologías utilizadas en el proyecto y desafíos?

La tecnología de las estaciones de servicio está madura y disponible. En este proyecto pretendemos validar las tecnologías con mayor potencial de despliegue a nivel europeo. En el proyecto evaluaremos las ventajas e inconvenientes de dos diferentes diseños de estaciones, una capaz de suministrar GNL en condición “saturada” (8 bar) y la otra que suministra el GNL en condición “super-saturada” (18 bar). La razón para validar estos dos diseños es que aunque la mayor parte de los fabricantes hacen el repostaje con el sistema de baja presión, existe un fabricante que exige un repostaje en condiciones de alta presión, es decir condición “super-saturada”. Adicionalmente hemos tomado la decisión de que todas las estaciones fijas sean del tipo LGNC, es decir estaciones que pueden suministrar GNL y GNC a clientes.

Un resultado importante del proyecto es la puesta en marcha de las estaciones de servicio de GNL que se ubicarán en algunos de los corredores de tráfico de mercancías más importantes



en España. Estas estaciones van a contribuir al establecimiento de una red de estaciones de GNL que permitirá la circulación de camiones que utilicen GNL en España sin problemas de suministro. No obstante, el desafío más importante de este proyecto es demostrar mediante los ensayos con estas estaciones y con camiones reales que el GNL es el mejor combustible desde el punto de vista ecológico y económico para vehículos pesados de transporte en Europa.

¿Qué valor aporta el proyecto a Gas Natural Fenosa?

Aunque nuestra posición en Europa en el campo del GNL es de claro liderazgo este proyecto nos reafirma como la compañía más innovadora, comprometida y proactiva en el desarrollo del uso del GNL en automoción.



3. PROYECTO DOMOCELL: SISTEMA DOMICILIARIO PARA LA RECARGA DE BATERÍAS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

DOMOCELL es un proyecto de I+D+i cuyo objeto es el desarrollo de una plataforma integral para la recarga de vehículos eléctricos en garajes comunitarios. En el desarrollo de esta plataforma se ha perseguido el garantizar la compatibilidad de carga con cualquier vehículo del mercado, utilizando de forma prioritaria los estándares publicados. Asimismo, se considera de vital importancia aprovechar las infraestructuras de distribución de energía ya existentes en todas las ciudades y las propias infraestructuras de distribución en los edificios, con el objetivo de reducir la complejidad y el coste de la instalación de este sistema.

Domocell se enmarca dentro del Plan Avanza promovido por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y en él han colaborado en consorcio, 7 empresas y 3 OPI's: REE, NEORIS, NLAZA, GAS NATURAL FENOSA ENGINEERING, AMPLIA, UFINET, UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, UC3M, UPV-IT y CITEAN.

Los principales temas de interés para Gas Natural Fenosa dentro de este proyecto han sido el análisis del impacto del vehículo eléctrico: carga en la red, el estudio de la movilidad eléctrica y la especificación y requerimientos técnicos de las infraestructuras de recarga.

Dentro del proyecto se han probado las principales tecnologías disponibles en el mercado, en lo que se refiere a vehículos eléctricos e infraestructura para la recarga. Para ello, se han llevado a cabo varios pilotos en dos viviendas en Aranjuez y Villarrubia de Santiago, en centros comerciales de la Comunidad de Madrid y en los centros de trabajo de Gas Natural Fenosa en Madrid. Asimismo, se han probado 25 coches de diferentes marcas (Renault, Citroën, Mercedes, Nissan, Opel, Toyota, BYD, Think City) y motos modelo Vectrix Li+.

3.1. ANTECEDENTES

Este proyecto surge como respuesta a la aparición de los vehículos eléctricos, y a la consecuente necesidad de disponer de puntos de carga comunitarios donde se pueda realizar su control. El vehículo eléctrico se está impulsando debido a que permite descarbonizar el transporte y por lo tanto desligarlo del consumo de recursos fósiles. Con el incremento de energías renovables en el mix energético, el transporte eléctrico incrementa su consumo de energías renovables autóctonas, reduciendo la dependencia energética del exterior y contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Adicionalmente elimina la contaminación local, aspecto este de una especial incidencia en las ciudades por la gran acumulación de vehículos.



3.2. OBJETIVOS

- Diseñar una arquitectura de carga y comunicaciones, válida para entornos domiciliarios.
- Estudiar el impacto de los vehículos eléctricos en la red eléctrica.
- Estudiar modelos de negocio factible y rentable para la carga de vehículos.
- Permitir a los operadores de energía analizar y anticiparse a los incrementos de demanda que la aparición del vehículo eléctrico puede provocar.
- Coordinar y combinar los conocimientos de empresas del sector TI y de la Energía, para obtener una solución óptima.

3.3. CONTENIDO Y ACTIVIDADES

El desarrollo de este proyecto ha permitido establecer los requerimientos técnicos que debe cumplir la infraestructura eléctrica en lo que se refiere a seguridad, simplicidad y coste económico. Adicionalmente DOMOCELL ha incrementado el conocimiento tecnológico y funcional de la movilidad eléctrica, tanto en el apartado de vehículos como el de infraestructura de carga.

3.4. DURACIÓN

Del 2009 al 2012.

3.5. ENTREVISTA A JEAN GARDY GERMAIN, COORDINADOR DEL PROYECTO

¿Cómo se ha organizado y desarrollado el proyecto dentro de la compañía?

Domocell ha sido un proyecto de gran envergadura e interés para la compañía en el que han intervenido un gran número de profesionales de diferentes áreas de la compañía. Para desarrollar el proyecto se planteó una organización que contó con la participación de las siguientes unidades: planificación de la energía, soluciones de movilidad, tecnología de la medida, diseño y arquitectura de red, ingeniería, servicios generales, operación de red y business partner red de electricidad.

Este carácter interdisciplinar ha permitido que los resultados, el conocimiento y la experiencia adquirida durante la ejecución del proyecto pudiesen ser incorporados a otros desarrollos y proyectos tecnológicos para dar respuesta a los nuevos retos que se plantean a la red de distribución con la incorporación del vehículo eléctrico. Además, ha permitido dotar a las distintas oficinas de la compañía de infraestructuras de recarga y sistemas inteligentes para la gestión de vehículos eléctricos.



¿Cuáles son los puntos más destacables del diseño que se ha realizado dentro de Domocell?

En el marco del proyecto se han estudiado e implementado las tecnologías más novedosas del sector. En el ámbito de sistemas de información y telecomunicaciones se han utilizado las tecnologías inalámbrica (ZigBee/GPRS) y a través de la propia red eléctrica (PLC), las cuales han podido ser integradas y monitorizadas en nuestro sistema SATURNE. Respecto a los sistemas de almacenamiento eléctrico se han estudiado diferentes configuraciones y tecnologías, tales como ion-litio polímero, ion-litio fosfato de hierro, ion-litio y Zebra, lo que ha permitido evaluar la eficiencia y prestaciones de las mismas. Por último, en lo que se refiere a sistemas y diseño de infraestructura de recarga, el proyecto se ha focalizado en los requerimientos técnicos, de la tecnología de los conectores, la gestión inteligente de la energía y la seguridad para las personas y las instalaciones.

¿En qué ha consistido la participación de Gas Natural Fenosa?

Nuestra principal contribución al proyecto se ha centrado en: la investigación del impacto en la red a nivel local y global de la incorporación del VE, la aplicación de los contadores inteligentes para el registro del consumo del punto de recarga eléctrico, el sistema de transmisión de consumos basado en tecnologías seguras de corto alcance, la monitorización del estado de la red de carga mediante sensorización de varios elementos y la definición de una plataforma abierta para la integración de datos con los Sistemas de Información de la compañía eléctrica. Por otra parte, desde el área de ingeniería, se ha llevado a cabo el diseño del sistema eléctrico de interconexión, el diseño del sistema de seguridad eléctrica frente a cortocircuitos y sobrecargas en el proceso de carga y se ha desarrollado el prototipo de interconexión.

¿Por qué es novedoso el proyecto?

En 2008, cuando fue concebido el proyecto, los vehículos eléctricos estaban empezando a materializarse. Por lo tanto, todo lo relacionado con el vehículo eléctrico estaba por desarrollar y uno de los aspectos críticos era el proceso de carga. La ausencia de estandarización y de soluciones comerciales impulsó el desarrollo de este proyecto para poder definir y construir un sistema de recarga inteligente, fiable y abierto.



¿Principales retos a los que se enfrentan los sistemas de recarga de vehículos eléctricos?

El gran desafío en este aspecto es lograr un estándar de carga en el ámbito nacional como internacional. Ya se ha definido el estándar a nivel europeo para el conector, pero la normalización y estandarización del resto de componentes de la carga inteligente (comunicaciones, roaming eléctrico, etc.) siguen en proceso de especificación.

Además, es fundamental incrementar el número de puntos de recarga para atender la demanda, así como, garantizar el suministro a los usuarios de manera segura. El despliegue de puntos de recarga se realizará progresivamente a medida que vayan apareciendo más vehículos eléctricos. Dentro de los puntos de recarga existen dos tipos, los asociados al vehículo (infraestructura vinculada) que suelen estar en zonas privadas (garajes de particulares o empresas) y es donde se cargan normalmente los vehículos eléctricos y otros situados en zona de acceso público (vía pública, hoteles, centros comerciales, etc.). Estos últimos son los más complicados de instalar y de menor rentabilidad pero son importantes en cuanto a imagen de realidad del vehículo eléctrico, sobre todo en la introducción de esta nueva tecnología.



TÍTULO 3.- OPTIMIZACIÓN DE OPERACIÓN DE INSTALACIONES Y ESTRATEGIAS DE MERCADOS

Mejora de los resultados mediante una mejor operación del activo, un mayor conocimiento de las condiciones de proceso y mejores estrategias en su explotación del mercado.

Desarrollo e implantación de herramientas de monitorización, expertas, predictivas y de actuación inteligente que permitirá la mejora de cualquier modo de la operación de los activos.

Proyectos asociados:

1. PROYECTO DE SOLUCIONES EFICIENTES PARA GASIFICACIÓN DE NUEVAS POBLACIONES

Este proyecto surge de la necesidad de poder acometer proyectos de gasificación en un escenario más exigente en cuanto a la rentabilidad, tanto de los proyectos de distribución capilar, como de las inversiones asociadas a la construcción de gasoductos. Para ello, desarrolla y pone a disposición de las unidades de expansión de Distribución de gas una serie de iniciativas encaminadas a conseguir que la gasificación de nuevas áreas pueda llevarse a cabo de manera más flexible y eficiente y sin estar ligadas a la construcción de infraestructuras de transporte.

Las iniciativas consideradas en el mismo contemplan la construcción de la red de distribución y la conexión de las acometidas que permita acceder al potencial de usuarios que presenta el equilibrio No usuarios/inversión óptimo, la utilización módulos de gasificación con Gas Natural Licuado (GNL) de capacidad reducida, y la construcción de redes de distribución en Media Presión A, MPA-400mbar con métodos mecanizados e incorporando nuevos requerimientos de diseño.

1.1. ANTECEDENTES

Hasta ahora, la extensión de las redes de gas ha estado condicionada, desde el punto de vista técnico y de rentabilidad, a la existencia de redes de gasoductos en las proximidades de la población que se pretendía gasificar (o a la construcción de éstas en su defecto), a los costes de ejecución y al potencial de nuevos puntos de suministro. Estos condicionantes han provocado que existan todavía muchas poblaciones con un número de viviendas relevante que no disponen de gas natural. Así pues, se ha hecho patente la necesidad de encontrar una solución de distribución que permita acometer la gasificación de estas zonas para incorporar el nuevo potencial como vector de crecimiento en puntos de suministro, en el ámbito de la distribución de gas. En este escenario, se ha desarrollado el proyecto de soluciones eficientes



para gasificación de nueva poblaciones, donde se combina la posibilidad de suministrar gas mediante módulos de regasificación de GNL y redes de distribución construidas utilizando ésta nueva metodología con el objetivo de mejorar la rentabilidad de las inversiones.

1.2. OBJETIVOS

- Diseño de una planta de GNL modular compuesta por depósitos de gas licuado de distintos tamaños, un sistema de regasificación y un sistema de control que se adapte a las necesidades de gasificación de las nuevas poblaciones.
- Diseño de una metodología de construcción de las redes y acometidas en MPA 400mbar que combinando técnicas de construcción mecanizadas y una organización del proceso muy optimizada que permita la gasificación del municipio a un coste muy inferior a los costes actuales.
- Obtención de curvas de penetración sobre el potencial, mayores a las obtenidas hasta ahora en los proyectos de gasificación de nuevas poblaciones.

1.3. CONTENIDO Y ACTIVIDADES

Características técnicas del nuevo diseño:

- Utilización de módulos de gasificación basados en plantas satélite de GNL, con tanques de 20m³, 30m³ ó 60m³.
- Optimización de la capacidad de transporte de las redes en MPA aumentando la presión hasta MOP 400mbar.
- Adopción de la canalización en zanja de dimensiones reducidas como medida de reducción de costes.
- Introducción de sistemas mecanizados en la construcción de la red.
- Mejora de la seguridad ante las afecciones de terceros mediante la implantación del limitador de caudal (válvula de exceso de flujo) en derivaciones, señalización mediante balizas RFID.
- Utilización de Armarios de regulación MPB / MPA de pequeña capacidad.

Las soluciones propuestas en el proyecto se están aplicando con buenos resultados en el proyecto piloto de construcción de la red de distribución de Horche, Guadalajara, iniciado en febrero de 2012 y con una previsión de finalización en octubre de 2012.



Características de la red de Horche:

- Longitud red [m]: 7443 (diámetros de 63, 90 y 110).
- No acometidas: 536.
- Puntos de suministro: 800.

Los resultados alcanzados hasta el momento demuestran que el nuevo método diseñado permite reducir el coste de canalización entre un 30 y un 40% con respecto al método convencional y acortar drásticamente los plazos de construcción a cuestión de pocos meses.

1.4. DURACIÓN

Del 2010 AL 2012

1.5. ENTREVISTA A ROGER SERRAT, DIRECTOR DE GAS NATURAL CASTILLA-LA MANCHA Y BEGOÑA MÉNDEZ, RESPONSABLE DE PROYECTOS Y CONSTRUCCIÓN DE ZONA CENTRO.

¿Cuándo y cómo surge el desarrollo de este proyecto?

A lo largo del primer semestre de 2011 se llevó a cabo, en el seno de un Grupo de Trabajo multidisciplinar constituido a tal fin e integrado por Dirección Técnica Distribución Gas, Gestor de Red, Tecnología e Ingeniería, Compras y Distribución Gas, la definición de criterios para la construcción de redes de distribución de gas en nuevas poblaciones. Una vez consensuado el modelo se tomó la decisión de materializarlo en el proyecto de gasificación de una nueva población, seleccionándose el municipio de Horche, Guadalajara.

¿Cuáles son los aspectos más críticos en la expansión de la red de gas y qué respuestas da este proyecto?

Los aspectos críticos de la extensión de las redes de gas son, desde el punto de vista técnico y de rentabilidad, la existencia de infraestructuras que permitan realizar la distribución capilar en el municipio, la ejecución de las redes asegurando los criterios reglamentarios, de explotación y de seguridad del grupo y los costes de ejecución, que junto a la puesta en servicio de nuevos puntos de suministro configuran la rentabilidad del proyecto. Por tanto, aparte de innovar en el método constructivo, tenemos que ser capaces de aprovechar las oportunidades que plantea la construcción de la red en plazos cortos y la conexión de acometidas para conseguir un mayor éxito en la incorporación de nuevos puntos de suministro a nuestra base de usuarios, haciendo un tratamiento intensivo y ordenado del potencial coordinado con el proyecto de construcción.



En cuanto a las respuestas ofrecidas por este proyecto, permite desde el punto de vista técnico:

- La optimización de las redes en MPA.
- La construcción de la totalidad de la red de distribución prevista para el consumo a 20 años, asegurando el coste €/m.l. objetivo y de la totalidad de las acometidas vinculadas a la red exceptuando aquéllas de dudosa conexión a corto plazo, asegurando el coste €/acometida objetivo.
- Mejorar la seguridad ante las afecciones de terceros.
- Asegurar el cumplimiento de los parámetros de calidad, prevención de riesgos y seguridad en el proceso de construcción de redes.

Y, desde el punto de vista comercial:

- La existencia de la red y acometida sobre el mercado potencial, combinado con una estrategia comercial “ad-hoc” a las características de los combustibles existentes es un incentivo importante en la contratación-decisión. Más adelante, para dar servicio al NPS, los trámites serán mucho más rápidos (no será necesario solicitar permisos al ayuntamiento).
- Permite mejorar la curva de saturación y los resultados comerciales aumentando el número de puntos de suministro en servicio en el periodo de gasificación intensiva.

¿Las soluciones propuestas están siendo ya aplicadas?

Las soluciones que ya han demostrado aportar mejoras al proceso se están incorporando en los nuevos proyectos de gasificación de nuevos municipios.

¿Cuáles han sido los principales desafíos surgidos en el desarrollo del proyecto? ¿A qué conclusiones se ha llegado?

Los desafíos empiezan por la definición misma del modelo, ya que presenta un cambio relevante respecto a cómo se diseñaban y desarrollaban hasta ahora los proyectos de gasificación.

Para garantizar los objetivos del proyecto se ha tenido que poner foco en una variable íntimamente ligada al coste, que es la productividad. Por otro lado se ha utilizado este proyecto para probar muchas ideas nuevas, tanto a nivel de proceso, como de equipos, intentando que este hecho ralentizara lo menos posible el avance de las obras, con lo que nos



hemos que tenido que coordinar todas las unidades participantes en el proyecto y encontrar un punto de equilibrio óptimo entre ambos aspectos.

Como conclusiones destacaríamos que para este proyecto se fijaron las claves del éxito y los objetivos que debían cumplirse. De dichos objetivos, algunos se han conseguido y se ha podido comprobar en el piloto la efectividad de los mismos y otros requieren que sigamos haciendo pruebas hasta conseguir resultados satisfactorios. Por ello, seguiremos trabajando en la consecución de la implantación del resto de objetivos, así como de los nuevos que aparezcan durante el desarrollo de nuevos proyectos de gasificación.

Aportación de valor de las soluciones desarrolladas en el proyecto para Gas Natural Fenosa

Cualquier iniciativa de mejora que implique la revisión de cómo estamos haciendo las cosas y que implique innovar desde la óptica tecnológica y de procesos, de por sí aporta valor. Los objetivos del proyecto, como ya se ha comentado antes, nos permitirán realizar la actividad de expansión de forma más flexible y eficiente, siendo la expansión en la distribución de gas una actividad “core” dentro de la Dirección General de Negocios Regulados Gas, y por tanto a nivel de grupo.

2. PROYECTO DE VELOCIDAD VARIABLE EN CH BUENAMESÓN

Gas Natural Fenosa, a través de sus Direcciones de Generación Hidráulica y Tecnología & Ingeniería, ha estado siguiendo activamente el desarrollo de la tecnología de velocidad variable durante los últimos años con el objetivo de valorar la posible aplicación a sus centrales hidráulicas. En esta línea, se pone en marcha el proyecto piloto de demostración en la Central Hidráulica de Buenamesón.

2.1. ANTECEDENTES

Velocidad variable

Mientras que la tecnología convencional de generación de energía obliga a los turbogrupos a girar a una velocidad fija, lo que implica que las máquinas se diseñan para funcionar dentro de un rango de operación con un punto óptimo muy determinado y con una fuerte caída del

rendimiento en caso de trabajar fuera de dichas condiciones de diseño, la velocidad variable se caracteriza por permitir que la máquina pueda variar su velocidad para poder adaptarse a



rangos de operación mucho más amplios, manteniendo un elevado rendimiento a lo largo de dicho intervalo.

La central de Buenamesón está situada en el río Tajo, en el municipio madrileño de Villamanrique de Tajo. Fue construida en 1902 y remodelada en 1960, fecha en la que se instalaron los tres grupos bulbo (turbogrupos inmersos completamente en el río, con hélices como las de los barcos), diseñados para dar una potencia de 800kVA con un caudal de 20m³/s cada uno.

En la actualidad el caudal del río Tajo es muy inferior al de diseño de los grupos (en la mayoría de las ocasiones es inferior al de diseño de uno sólo de los grupos), por lo que el rendimiento con el que funcionan es muy pobre. Adicionalmente, las características constructivas de las turbinas de Buenamesón obligan a que los grupos funcionen a caudal fijo, no pudiendo regular el caudal turbinado.

Por otro lado y por cuestiones ambientales, la Confederación del Tajo impone unas necesidades de caudal mínimo constante que hacen muy difícil la operación de estos grupos en un régimen continuo, por lo que la central se ve obligada a parar y no poder aprovechar el caudal del río.

2.2. OBJETIVOS

Con el proyecto de la aplicación de la tecnología de velocidad variable a la central se pretende poder adecuar el régimen de giro de la máquina al caudal demandado en cada momento por la Confederación, operando dentro del rango de rendimientos aceptables.

Los objetivos específicos son por tanto incrementar rendimientos en la generación de energía, y garantizar en todo momento el caudal determinado por las exigencias medioambientales.

2.3. DURACIÓN

El proyecto se encuentra actualmente en su última fase de montaje estando previsto que el sistema esté listo para operar antes de que finalice este año 2012. Con ello, a lo largo del año 2013 se podrán extraer conclusiones sobre su funcionamiento, permitiendo analizar con rigor su potencial aplicación a otras centrales del grupo de mayor relevancia.



2.4. ENTREVISTA AL EQUIPO DEL PROYECTO

¿Quiénes estáis desarrollando el proyecto? ¿Con qué apoyo contáis?

(Roberto Cerrato. Unidad Business Partner Tecnología Ingeniería Generación Hidráulica)

Pienso que este proyecto es un buen ejemplo de colaboración de múltiples unidades de distintas Direcciones Generales con un objetivo común. Lo que se inició como un estudio sobre una tecnología prometedora, hoy es una realidad a punto de entrar en operación.

El equipo de trabajo ha estado formado principalmente por personal de Ingeniería, de Generación Hidráulica y de Business Partner de Generación. Desde el punto de vista económico, el proyecto se ha materializado desde la DGG a través de la Unidad del Business Partner de T&I que le da servicio, siendo posteriormente presentado al Centro de Excelencia Hidráulica (CEH), así como al portfolio de Proyectos de Innovación de Tecnología.

Quiero resaltar el apoyo que hemos tenido en todo momento de la Dirección, la cual ha asignado a gran parte de sus mejores técnicos al equipo de proyecto. Y muchos otros que nos han ayudado a llevarlo a cabo con su valiosa colaboración (unidades de Compras, Tecnología,...)

¿Por qué ha sido el proyecto seleccionado dentro del Centro de Excelencia Hidráulico? ¿Qué queréis conseguir con el Centro?

(Irma González, Operación DGH y miembro del CEH)

El objetivo del Centro es promover iniciativas de investigación, desarrollo e innovación en generación de energía hidráulica en todas sus facetas, pretende ser líder mundial en el conocimiento de las tecnologías, procesos y materiales relativos a la generación de energía hidráulica convencional y marina, para así conseguir los máximos niveles de eficiencia, seguridad y respeto ambiental del portafolio hidráulico convencional y marino de la compañía.

El proyecto ha sido una de las primeras iniciativas presentadas y aprobadas dentro del centro porque cumple varios de los objetivos fundamentales del mismo como son el conocimiento de nuevas tecnologías, la mejora de eficiencia y la mejora medioambiental, y además, se trata de una solución novedosa que, habiendo demostrado su viabilidad técnica y económica, supone una mejora tangible para el negocio hidráulico de la Compañía.



¿Por qué es novedoso el proyecto? ¿Hay experiencias similares en el sector?

(David Escobar y Miguel Angel Brazal. DTI)

La utilización de un convertidor de frecuencia para producir energía de una máquina motriz (generador más turbina) que se mueve a una velocidad variable se utiliza frecuentemente en generación eólica. Sin embargo la utilización de esta tecnología en el campo de generación hidroeléctrica no está muy extendida, limitándose a muy pocas centrales reversibles y a unas pocas plantas prototipo.

La clave está en la tecnología del convertidor de frecuencia, que debe permitir el paso de energía en el sentido motor y en el sentido generador (funcionamiento a cuatro cuadrantes). Esto es posible debido a que tanto el puente inversor como el puente rectificador del equipo están contruidos con transistores IGBT (convertidor regenerativo, tecnología AFE).

En España no tenemos constancia de la aplicación de la velocidad variable en generación hidroeléctrica a gran escala. Únicamente conocemos una referencia de una central de 9 MW (central de Compuerto, Alto Carrión) que se transformó para permitir su funcionamiento a velocidad variable para adaptarse a grandes variaciones en el nivel del embalse del que se alimentaba. Este proyecto utilizaba una tecnología distinta a la que empleamos en Buenamesón, y sufrió numerosos problemas durante su puesta en marcha.

La utilización de la velocidad variable en generación hidroeléctrica está bastante documentada desde un punto de vista teórico, pero no existen muchos ejemplos prácticos de aplicación de esta tecnología, y mucho menos aún, información relacionada con estos casos prácticos.

¿Cuáles son los puntos más destacables del diseño que habéis realizado?

(David Escobar, Miguel Angel Brazal, y Marián Corcés. DTI)

El mayor logro de este proyecto será permitir modificar el funcionamiento de una central para adaptarse al régimen fluvial del río y a un cambio en la legislación.

La central de Buenamesón fue concebida para funcionar a un caudal constante y con un caudal entre 20 y 60 m³/s. Con el proyecto de aplicación de la velocidad, se pretende, con un presupuesto muy ajustado, conseguir adaptarse a los cambios en la legislación y al cambio en el régimen del río con caudales en el rango de 6 y 14 m³/s.



Desde el punto de vista de explotación, ¿qué resultados esperáis obtener del proyecto?

(Alfonso de la Rosa, jefe de proyecto por DGH, Alfredo Pérez, Control Técnico DGH, Julián Núñez, Mantenimiento Mecánico DGH)

El proyecto de Buenamesón y la velocidad variable nació como una necesidad para cumplir con las necesidades medioambientales del río y conseguir el óptimo aprovechamiento del caudal circulante.

Desde el punto de vista de explotación conseguiremos (por lo menos lo esperamos) adaptarnos a los requerimientos de la Confederación Hidrográfica del Tajo y cambiar el régimen de operación de la central a una central completamente fluyente.

Sin embargo, creo que el logro más importante una vez terminemos el proyecto de Buenamesón, es el hecho de contar con una instalación piloto de velocidad variable en la que “jugar” y poder aprender in situ de esta tecnología: ventajas, problemas de operación, experimentar para ver si se puede aplicar la VV a otras centrales de la flota de GNF o a los nuevos proyectos de la compañía.

TÍTULO 4.- TRATAMIENTO DEL CO₂

Reducción de la tasa efectiva de emisiones de CO₂ en plantas de generación eléctrica.

- Reducciones de las emisiones de CO₂ en centrales existentes - Actuaciones de mejora de eficiencia y co-combustión.
- Captura de CO₂: adquirir el conocimiento detallado para decidir cuándo, dónde y qué tecnología se aplica.
- Transporte y Almacenamiento de CO₂: conocer las posibilidades reales de almacenamiento en las zonas de interés de Gas Natural (profundidades mayores de 1000m).



Proyectos asociados:

1. MENOS CO₂

El proyecto consiste en la demostración de la viabilidad técnica y económica de la captura de CO₂ mediante la tecnología de carbonatación y calcinación en una planta experimental. Este proyecto supone la continuación de los estudios y trabajos iniciados en el proyecto CENITCO₂ (Consortios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica) que se desarrolló durante los años 2006-2009 y en cual Gas Natural Fenosa participó de manera relevante.

La planta experimental de captura de CO₂ (300kWt) está ubicada en las instalaciones de la central térmica de La Robla en León y es la primera instalación de estas características a nivel mundial.

El funcionamiento de la tecnología de carbonatación calcinación se basa en la facilidad de la reacción del CO₂ con óxido de calcio (CaO) para producir polvo de caliza (CaCO₃).

Para poner en marcha el proceso, esta planta cuenta con dos reactores interconectados, un carbonatador y un calcinador, que operan a presión atmosférica y en un intervalo de temperaturas de 650 – 700oC y 850 – 950oC respectivamente. Durante el proceso, el CO₂ (dióxido de carbono) producido en la combustión de la biomasa dentro del carbonatador reacciona con la cal (CaO, óxido de calcio) aportada a la combustión quedando atrapado el CO₂ en forma de CaCO₃ (carbonato de calcio), por lo que el humo que sale del reactor no contiene CO₂.

El proceso se completa con un segundo ciclo que tiene lugar en el calcinador. Aquí se introduce el CaCO₃ obtenido en el carbonatador para transformarlo nuevamente, mediante aporte de calor, en CaO que entrará en el carbonatador repitiendo el ciclo.

La eficacia de la captura en el proceso está muy relacionada con la temperatura a la que se produce la combustión por lo que es un factor clave a controlar. Los valores teóricos de captura de CO₂ con esta tecnología son del 100%, no obstante los valores experimentales demostrados se sitúan en el 80%.



1.1. ANTECEDENTES

Actualmente, existe un consenso generalizado sobre el impacto de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en el cambio climático y la necesidad de conseguir reducciones importantes en las mismas. Se estima que desde el comienzo de la revolución industrial hacia 1750 el aumento del dióxido de carbono en la atmósfera ha sido del 30%. El continuo crecimiento del consumo de energía es una de las principales causas de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera por lo que se están tomando medidas de gran calado que afectan a las principales actividades del sector energético.

Entre otras medidas adoptadas, el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (CAC) es considerada una opción con gran potencial para limitar las emisiones de CO₂.

1.2. OBJETIVOS

El proyecto MENOS CO₂, es una apuesta por el desarrollo de nuevos procesos más económicos para la captura de CO₂. Tiene como objetivos generales demostrar la viabilidad de la captura de CO₂ durante la combustión mediante la tecnología de carbonatación y calcinación, y establecer los parámetros de diseño para construcción de una planta de tamaño industrial.

Entre los objetivos específicos destacan:

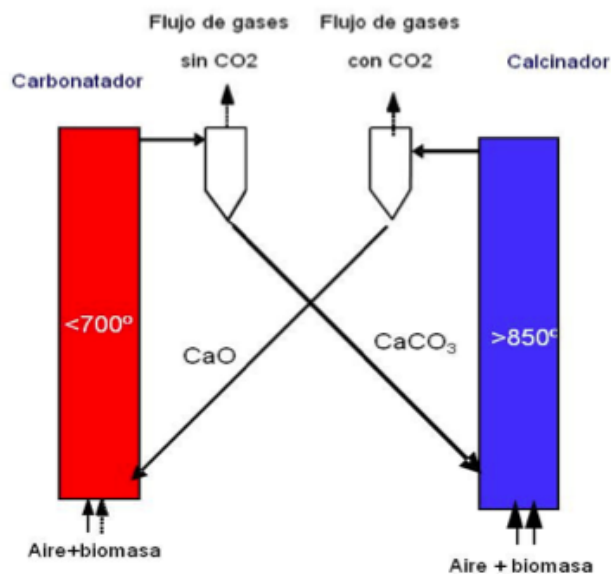
- **Optimizar la planta piloto** de 300 KW construida bajo el proyecto CENIT CO₂.
- **Desarrollar un programa de experimentación** para estudiar los parámetros óptimos de funcionamiento, los combustibles potenciales y los sorbentes potenciales.
- **Desarrollar modelos de reactores** que ayuden a interpretar los datos experimentales y a implementar modificaciones.
- **Estudiar la viabilidad técnico-económica** de una planta del orden de 5 MWt.

1.3. CONTENIDO Y ACTIVIDAD

Descripción técnica de la planta experimental de captura de CO₂ (300kWt) de La Robla

La planta de captura de CO₂ consta de dos reactores de lecho fluido circulante interconectados. En ella se pueden distinguir dos grupos de equipos y sistemas:

- Anillo principal
- Sistemas auxiliares



Esquema del anillo principal. Planta de carbonatación calcinación

Equipos y sistemas del anillo principal

Carbonatador cuya misión es producir la combustión de la biomasa y la captura simultánea del CO_2 formado en la misma, mediante carbonatación de la cal. Es un reactor de lecho fluido circulante con su correspondiente lazo primario y secundario de separación y recirculación de sólidos y una válvula “loop seal” que suministra dichos sólidos (carbonato) al calcinador.

- Calcinador, encargado de calcinar la caliza formada en el carbonatador y la caliza fresca por medio de la combustión de biomasa. Es un reactor de lecho fluido circulante con su correspondiente lazo primario y secundario de separación y recirculación de sólidos y una válvula “loop seal” que suministra los sólidos (cal) al carbonatador.
- Sistema de limpieza de los gases que salen de los lechos, cuya finalidad es eliminar la posible presencia de sólidos volantes en los gases y humos que abandonan los lechos fluidos circulantes.
- Instrumentación de medición y control para analizar las características de cada flujo. Medida de temperatura, presión, análisis de gases, extracciones de sólidos.

Equipos y sistemas auxiliares

- Sistema de alimentación de combustibles y sorbente que se encarga de suministrar la biomasa al carbonatador y calcinador, y la caliza al calcinador. Está formado por: - Silo de almacenamiento de biomasa, sistema de big bag para caliza. - Transporte mecánico, dosificación e inyección de biomasa a los reactores - Dosificación e inyección de caliza al calcinador.



- Sistema de alimentación de comburente que suministra el comburente necesario (aire) para la combustión en el carbonatador y en el calcinador, formado principalmente por:
 - Soplantes de aire.
 - Precalentadores de aire para aprovechar calor residual de los humos.
- Sistema de refrigeración del carbonatador que extrae el calor del carbonatador para disiparlo a la atmósfera, está formado por:
 - Intercambiador de calor inserto en el carbonatador.
 - Sistema de circulación de aceite térmico para refrigeración, incluye depósitos, bombas y filtros.
 - Aerorrefrigerador, para enfriar el aceite con aire atmosférico.
- Sistema de encendido que calienta inicialmente el aceite y el aire para arranque por medio de resistencias eléctricas
- Cuadro de alimentación y control de motores que proporcionará electricidad a los equipos que la necesiten.
- Sistema de control para operar la planta en modo semiautomático, con adquisición y registro de datos que permite el posterior análisis y estudio de los resultados de los experimentos.

1.4. DURACIÓN

Del 2009 al 2012.



TÍTULO 5.- REDES INTELIGENTES

Desarrollo e integración de tecnologías y concreción de aplicaciones que permitan mejorar los diferentes procesos asociados a las redes energéticas y al concepto “Smart Energy”.

- Optimizar la planificación, operación y mantenimiento de las redes de distribución energética.
- Mejorar la fiabilidad, seguridad y calidad del sistema eléctrico, ante la mayor complejidad que supone la implantación de generación distribuida y de energías renovables (baja controlabilidad).
- Promover la implicación activa de los clientes a través de la gestión de la demanda y nuevos servicios.

Proyectos asociados:

1. PROYECTO ENERGOS

Energos es un proyecto de investigación para el desarrollo de conocimientos y tecnologías que permitan avanzar en la implantación de redes inteligentes de distribución de energía eléctrica (Smart- Grid). La principal característica de este tipo de redes es su capacidad para integrar y gestionar, en tiempo real, las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella – generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas a la vez- con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible.

Este proyecto se enmarca dentro del Programa de Consorcios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica (CENIT) de impulso a la innovación y al desarrollo tecnológico en ámbitos claves para la sociedad. El Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) subvenciona la mitad del presupuesto, que asciende a 24,3 millones de euros.

El Consorcio formado para el proyecto cuenta con la participación de las principales empresas y organismos nacionales en el ámbito de las redes inteligentes y está liderado por Gas Natural Fenosa, a través de Unión Fenosa Distribución con una participación relevante de Indra.

Unión Fenosa Distribución lidera 5 de los 15 subproyectos en los que se divide el proyecto: Definición. Funcional, Técnica y Arquitectura de Red, Seguridad y Disponibilidad de Activos, Automatización de Equipos Primarios de Red, liderado, Laboratorio de Pruebas, Estándares y Paquetes, y la Coordinación Global del proyecto. Si bien en el resto de subproyectos son líderes otras empresas, Gas Natural Fenosa participa de forma activa en tareas específicas lideradas por Juan Manuel Galán, Ángel Ramos, David Alonso, José Domingo Nuñez, Alberto González, Antonio Daniel Fernández- Prieto, Antoni Julia y Emilio Poncela.



1.1. ANTECEDENTES

Los cambios globales que se han venido sucediendo en el sector eléctrico en las últimas décadas han planteado la necesidad de una transformación en la forma en que se gestiona la energía y se realiza el suministro de electricidad.

La necesidad de incorporación al sistema eléctrico de una amplia gama de fuentes y vectores de energía renovable, la exigencia de mejorar los niveles de eficiencia en todos los ámbitos y la importancia de dar una mayor participación al usuario final, han situado a las "smart grid" en el centro de atención del sector energético como solución de integración y de una gestión más eficiente y sostenible.

1.2. OBJETIVOS

Optimizar la operación de la red y la gestión de la demanda a través del desarrollo de nuevas herramientas que permitan predecir y simular el comportamiento de la red frente a diferentes escenarios de demanda y generación.

Facilitar la integración en la red de nuevos recursos energéticos como son las infraestructuras necesarias para incorporación del vehículo eléctrico, las energías renovables y la microgeneración o cogeneración doméstica.

Aumentar la fiabilidad de la red desarrollando dispositivos inteligentes de captación de señales, registro energético y automatización de equipos de red.

1.3. DURACIÓN

Del 2009 al 2012.



2. PROYECTO PRICE: PROYECTO DE REDES INTELIGENTES EN EL CORREDOR DEL HENARES

2.1. ANTECEDENTES

El proyecto PRICE, representa el gran proyecto conjunto de demostración de redes inteligentes en el Corredor del Henares liderado por Gas Natural Fenosa e Iberdrola, donde ambas empresas cuentan con redes de distribución eléctrica que dan servicio a más de 500.000 personas. Se trata del mayor proyecto conjunto de I+D+I y demostración de redes inteligentes de España y uno de los más grandes de Europa.

Recientemente, PRICE ha sido reconocido por la iniciativa European Electricity Grid Initiative (EEGI) bajo el Plan de Tecnologías Estratégicas (SET-PLAN) para acelerar la innovación y el desarrollo de las redes eléctricas del futuro, como uno de los diez proyectos en Europa con la etiqueta EEGI CORE LABEL.

La EEGI CORE LABEL representa el nivel más alto de reconocimiento y sitúa a PRICE como un proyecto de innovación totalmente alineado con los criterios y objetivos definidos por el EEGI en su RoadMap 2013-2022.

El alcance del proyecto conlleva el despliegue de equipamiento complementario a la instalación de 200.000 contadores inteligentes (100.000 por cada distribuidora) orientados a la gestión del consumo energético, la modificación de 1.600 centros de transformación para adaptarlos a un nuevo modelo de distribución de electricidad, así como el desarrollo de herramientas que permitan mejorar la observación de la red eléctrica.

El proyecto PRICE, debido a su tamaño y complejidad se organiza en cuatro grandes líneas de actuación o sub-proyectos.

- PRICE-RED, Automatización y Supervisión de Media Tensión, centrado en el diseño y desarrollo de una plataforma de red inteligente que permita la supervisión y automatización de la red de media tensión de distribución.
- PRICE-GEN, Gestión Energética, consiste en el desarrollo e instalación de las herramientas y sistemas de gestión inteligentes (contadores, concentradores de la medida en los centros de transformación, sistemas de comunicación) para hacer la gestión energética de la red de baja tensión, lo que permitirá calcular las pérdidas técnicas y no técnicas y mejorar los desequilibrios en la red.
- PRICE-GDI, Generación Distribuida, enfocado en propiciar la incorporación de generación distribuida en la red de distribución. Para ello se está desarrollando un demostrador que permite monitorizar, optimizar y supervisar el efecto de la



generación conectada en los niveles de media y baja tensión. También se están instalando equipos de electrónica de potencia en líneas de media y baja tensión que permitan controlar el flujo de potencia y la tensión de las mismas.

- PRICE-GDE, Gestión de la Demanda, cuyo objetivo consiste en desarrollar un prototipo de sistema de gestión de la demanda de los usuarios conectados a la red, mediante el desarrollo e instalación de dispositivos de control y gestión del consumo (contadores inteligentes, electrodomésticos inteligentes) en algunas viviendas. Este sistema permitirá optimizar el consumo eléctrico en su conjunto (generación, distribución y consumo) mediante el envío de consignas técnicas por parte del operador del sistema y los dos operadores de distribución permitiendo, además, cuantificar el ahorro energético.

Los cambios globales que se han venido sucediendo en el sector eléctrico en las últimas décadas han planteado la necesidad de una transformación en la forma en que se gestiona la energía y se realiza el suministro de electricidad.

La necesidad de incorporación al sistema eléctrico de una amplia gama de fuentes y vectores de energía renovable, la exigencia de mejorar los niveles de eficiencia en todos los ámbitos y la importancia de dar una mayor participación al usuario final, han situado a las "smart grid" en el centro de atención del sector energético como solución de integración y de una gestión más eficiente y sostenible.



Principales resultados esperados / obtenidos

Probablemente la cara más visible del proyecto PRICE sea la creación del Laboratorio de Redes Inteligentes (LINTER) que se creó como infraestructura soporte para validar parcialmente resultados del proyecto, así como para la realización de validaciones antes de desplegar equipos en campo, todo ello bajo una infraestructura lo suficientemente flexible, escalable y con un número de equipos significativo en un entorno colaborativo entre diferentes socios que permite la transferencia de conocimiento.

LINTER, ha sido financiado parcialmente por el proyecto PRICE, además de las aportaciones de otros proyectos financiados como DISCERN e IGREENGrid y permite reproducir microrredes, al integrar generación renovable (fotovoltaica y mini eólica) y microgeneración, centros de transformación dedicados, cargas reales, puntos de recarga de vehículos eléctricos, contadores eléctricos, almacenamiento, etc.

Dentro de unos meses en LINTER estarán disponibles los demostradores, equipos y maquetas de las principales líneas de los diferentes subproyectos que comparten entorno con todo el equipamiento utilizado para dar soporte a todas las soluciones que están acompañando a la telegestión y automatización de centros.

2.2. OBJETIVOS

- Compartir el conocimiento, experiencia y soluciones tecnológicas de las dos distribuidoras presentes en el Corredor del Henares, en diferentes campos, diseño, operación, mantenimiento telecomunicaciones, etc.
- Despliegue de un gran piloto con pocos precedentes por número de contadores y centros afectados en una zona limítrofe entre dos operadores con objeto de poder identificar riesgos y problemas en grandes despliegues con experiencias reales.
- Impulsar una solución tecnológica común e interoperable para promover el uso de estándares abiertos, interoperables y no propietarios en las redes inteligentes.
- Maximizar los beneficios técnicos, la operación y mantenimiento del despliegue a través de la infraestructura desplegada.

2.3. DURACIÓN

El calendario de ejecución del mismo es del 2011 al 2014.



2.4. PRESUPUESTO

PRICE está cofinanciado por el Ministerio de Economía y Competitividad y fondos FEDER a través del programa INNPACTO 2011 con una inversión global de 34 millones de euros.

2.5. ENTREVISTA A MARIANO GAUDÓ

¿En qué fase de desarrollo se encuentra el proyecto?

El proyecto acaba de entrar en su último año en el que, muy esquemáticamente, vamos a llevar a cabo las pruebas integradas por subproyecto de todo lo que hemos definido, especificado y fabricado durante los dos años anteriores.

¿Cómo se está coordinando el proyecto y cuál es el papel de Gas Natural Fenosa?

El proyecto se está coordinando conjuntamente con Iberdrola, siendo Gas Natural Fenosa el responsable de dos de los subproyectos, el de Gestión Energética (PRICE-GEN) y el de Generación Distribuida (PRICE-GDI), e Iberdrola liderando los otros dos.

Gas Natural Fenosa (conjuntamente con Iberdrola) es quien definió en origen el alcance del proyecto y como usuario final de los equipos y desarrollos, quien valida los resultados del mismo.

En los dos proyectos que lideramos, además de las tareas propias de un jefe de proyecto, Gas Natural Fenosa es el interlocutor y responsable último con el Ministerio de Economía y Competitividad, ante quien tenemos que presentar, justificar y difundir los resultados de los proyectos.

¿Qué valor aporta el proyecto a Gas Natural Fenosa?

El proyecto, aún habiéndose germinado en 2010 está totalmente alineado con el Plan Estratégico de Tecnología de nuestra Dirección General de Negocios Regulados, permitiendo avances en las líneas estratégicas de Automatización de la Red, Tecnologías de Información y Comunicación, Integración de Recursos Energéticos Distribuido y la Telegestión de Contadores. En todos estos campos estamos obteniendo conocimientos y mejoras tecnológicas importantes de aplicabilidad inmediata, además de crear un marco de trabajo colaborativo entre todos los socios que permite detectar e incorporar mejoras en el despliegue de soluciones fuera del proyecto.



Además, al ser uno de los mayores proyectos demostrativos en Europa, nos ha permitido dar el salto internacional y participar en proyectos en dicho ámbito, como el DISCERN y el IGREENGrid (dentro del programa europeo FP7) en donde se están comparando las distintas soluciones que se están desplegando en Europa. Intercambiar conocimiento y experiencias con otras distribuidoras eléctricas europeas es un resultado muy valioso del PRICE para Gas Natural Fenosa.

¿Cuáles son los aspectos que destacarías de este proyecto?

Coordinar proyectos tan complejos, tanto por la problemática técnica abordada como por el número de socios y por las distintas direcciones en la empresa, requiere un esfuerzo constante por parte de todos los que participamos en el mismo.

En este sentido, involucrar a tantas personas de la compañía sólo es posible gracias al apoyo de la dirección y a las ganas y buen hacer del equipo de trabajo.

OTROS PROYECTOS RELACIONADOS:

3. PROYECTO CITYELEC

Ya comentado anteriormente.



TÍTULO 6.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Desarrollo de dispositivos que permitan desligar la demanda energética del suministro, optimizando técnico-económicamente la gestión de la energía.

Concepto extensivo a toda la cadena energética:

- Almacenamiento de combustible (gas).
- Generación eléctrica convencional.
- Mayor gestionabilidad de energías renovables.
- Ajuste de las redes de transporte y distribución de energía (electricidad y gas).
- Gestión de la demanda del usuario final.

Proyectos asociados:



1. PROYECTO DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO EN EL PARQUE EÓLICO DE SOTAVENTO

Este proyecto estudia la idoneidad del hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía que permita la gestión energética y económica de un parque eólico. Su desarrollo es fruto del acuerdo alcanzado por Gas Natural Fenosa y la Consellería de Innovación, Industria y Comercio de la Xunta de Galicia para la promoción de las energías renovables, con la colaboración del Parque Eólico Experimental Sotavento.

El alcance del proyecto comprende la construcción de una planta experimental en el parque eólico de Sotavento ubicado en Galicia. El esquema de funcionamiento de la instalación se basa en la transformación de energía eléctrica producida en el parque en hidrógeno para su almacenamiento y uso.

En la planta desarrollada en Sotavento la energía eléctrica excedentaria se conduce a un electrolizador, que descompone, por medio de este aporte de energía eléctrica, el agua en sus dos componentes: oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2). El O_2 obtenido se libera a la atmósfera mientras que el H_2 pasa por un proceso de purificación y secado, y finalmente se almacena a presión hasta el momento de su uso.

El proceso se completa utilizando el hidrógeno generado y almacenado en la planta como combustible de un grupo motogenerador para la producción de electricidad en situaciones en las que interese incrementar la generación eléctrica del parque. La combustión del H_2 y O_2 en el motor libera sólo agua en un proceso inverso al que se había producido en el electrolizador.

La planta cuenta con un sistema de control integrado, desde el cual se obtiene información de todos los equipos, señales de campo, datos del parque eólico y precios eléctricos. Con toda esta información se realiza la operación optimizada de la instalación.

1.1. ANTECEDENTES

En la actualidad España cuenta con más de 20.670 MW de potencia eólica instalada. La generación de electricidad con este tipo de energía alcanzó en 2010 los 42.976 GWh. lo que supone una cobertura de la demanda 16,4%. No obstante, la complejidad de la gestión de la energía vertida a la red por los aerogeneradores hace que anualmente se pierda un parte significativa de la producción eólica.

Dada la relevancia y el crecimiento del sector eólico se hace necesario un mayor esfuerzo en investigación y desarrollo tecnológico centrado en facilitar la gestión energética de los parques



eólicos. Las principales actuaciones en este sentido se están orientando al desarrollo de herramientas de predicción y de sistemas de almacenamiento de energía.

1.2. OBJETIVOS

- Demostrar la operación de un sistema de gestión de energía eólica empleando H₂ evaluando costes actuales e identificando áreas susceptibles de mejora de costes y eficiencia.
- Desarrollar y validar modelos de comportamiento de los componentes que constituyen un sistema de energías renovables-hidrógeno.
- Explorar retos y oportunidades de sistemas de almacenamiento energético relacionados con fuentes variables que permiten una generación eléctrica distribuida.
- Obtener know-how acerca de la gestión de energías renovables empleando hidrógeno.
- Obtener la información y conocimientos técnicos y económicos necesarios para evaluar la adecuación de una instalación de gestión eólica a gran escala.

1.3. DURACIÓN

Del 2007 al 2011.

2. PROYECTO CITYELEC

Ya comentado anteriormente.



TÍTULO 7.- EFICIENCIA ENERGÉTICA Y RESPUESTA A LA DEMANDA EN EL USUARIO FINAL

Desarrollo e implantación de equipamiento para la optimización energética en las instalaciones del usuario final de la energía.

Los potenciales puntos de optimización energética son:

- Climatización
- Iluminación
- Electrodomésticos y gasodomésticos
- Agua
- Generación local distribuida

Proyectos asociados:

1. PROYECTO 3E-HOUSES

3e-HOUSES es un proyecto pionero impulsado por la Unión Europea para favorecer el ahorro de energía en el sector residencial. Su objeto es la integración de las tecnologías más comunes de la información y la comunicación (TIC's) en viviendas sociales para ayudar a los hogares a ahorrar energía, desplazar consumos de horas punta a horas valle, y reducir las emisiones de CO₂ contribuyendo, de esta manera a la mejora del medio ambiente.

El proyecto se articula a través del desarrollo de 4 pilotos en un conjunto de viviendas de protección oficial en cuatro ciudades europeas, Bristol (Reino Unido), Leipzig (Alemania), Sofía (Bulgaria) y Sant Cugat (España).

1.1. ANTECEDENTES

La eficiencia energética, así como el fomento de las energías renovables constituye una parte significativa del conjunto de políticas y medidas necesarias para luchar contra el cambio climático.

El sector de la vivienda y de los servicios, compuesto en su mayoría por edificios, absorbe más del 40% del consumo final de energía en la Comunidad Europea. En este sentido, la edificación es un sector clave para actuar sobre aspectos de ahorro de energía, integración de renovables y, consecuentemente de reducción de emisiones de dióxido de carbono.



Adicionalmente, el progreso de las TIC's permite avanzar más decididamente en estos temas.

1.2. OBJETIVOS

- Aumentar la eficiencia en viviendas de protección oficial mediante la instalación de tecnologías de la información y la comunicación (TIC's) en los hogares.
- Fomentar el ahorro de energía ayudando a los inquilinos a conocer cómo y cuánto consumen, y la forma en que pueden gestionar dichos consumos para ahorrar.
- Analizar cómo la información y las medidas de eficiencia energética adoptadas influyen en el consumo energético en los diferentes escenarios europeos representados por los cuatro países participantes.

1.3. DURACIÓN

Del 2010 al 2013.



2. PROYECTO CETICA. LA CIUDAD ECO-TECNO-LÓGICA

CETICA es un proyecto de investigación que tiene por objetivo diseñar y desarrollar nuevos materiales y sistemas constructivos, basados en acero y otros componentes multi-materiales, para un nuevo modelo de edificación eco-eficiente energéticamente que contribuya al desarrollo sostenible y a la mejora de la calidad de vida de ciudadanos.

Este proyecto ha sido financiado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial del Ministerio de Ciencia e Innovación (CDTI) dentro de su programa de Consorcios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica (CENIT).

Para el desarrollo del proyecto se ha constituido un consorcio de 15 empresas, grandes y medianas, que cuentan con el soporte de centros tecnológicos y universidades.

Gas Natural Fenosa ha participado, como socio del proyecto, en la Actividad 4 de Generación y Suministro energético y ha contado con la colaboración del Laboratorio de Investigación en Tecnologías de la Combustión (LITEC) de la Universidad de Zaragoza. Su trabajo se ha centrado en desarrollar y estandarizar instalaciones de cogeneración en edificios o complejos de grandes dimensiones en especial del sector terciario (hoteles, parques empresariales, centros comerciales) y la microcogeneración para edificios.

2.1. ANTECEDENTES

Cuando se realiza la producción simultánea de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica útil a partir de un combustible, el término empleado es cogeneración. En ocasiones se emplea el término trigeneración cuando parte del calor residual se aprovecha para la producción de frío mediante un proceso denominado absorción.

La cogeneración ahorra energía primaria y emisiones, disminuyendo además las pérdidas por transporte al encontrarse cerca del punto de consumo. Además de las ventajas en términos de eficiencia y ahorro de emisiones de CO₂, mejora la calidad del suministro, aporta seguridad al sistema eléctrico y aumenta la competitividad de las empresas que la emplean.

La cogeneración se ha venido aplicando tradicionalmente en la industria, sin embargo existe un gran potencial de desarrollo de esta tecnología en entornos urbanos. La implantación de la cogeneración en hospitales, centros comerciales, hoteles, edificios públicos e incluso en viviendas supone un reto tecnológico estratégico para el futuro sostenible de la energía.



2.2. OBJETIVOS

Los objetivos de Gas Natural Fenosa dentro de la Actividad 4 sobre Generación y Suministro Energético han sido:

- Dar a conocer el uso y las ventajas de sistemas de cogeneración en entornos urbanos.
- Analizar la integración de la cogeneración en microrredes urbanas eléctricas y térmicas.
- Disminuir los costes y plazos de los estudios de viabilidad técnico-económicos, mediante el uso de las herramientas informáticas y las guías técnicas desarrolladas.

2.3. DURACIÓN

Del 2007 al 2010.



3. PROYECTO PLANTA DE COGENERACIÓN HOTEL LE MÉRIDIEN RA BEACH

La voluntad de Le Méridien Ra Beach Hotel & Spa en mejorar la eficiencia energética y reducir el coste en climatización, ha promovido la ejecución de un proyecto de Cogeneración de 500kWe, alcanzando así en el hotel una instalación global de alta eficiencia energética e integrada en la instalación convencional existente. El hotel está situado en primera línea de mar en el municipio del Vendrell (Tarragona) y consta de 143 habitaciones, apartamentos privados y spa con una superficie de 7.200 m².

El proyecto se caracteriza por ser uno de los pioneros en este tipo de instalaciones en el sector terciario, así como, por desarrollarse según el modelo de empresa de Servicios Energéticos ESE que se está implantando actualmente. Esta ha sido la primera instalación de cogeneración con producción de frío para Gas Natural Servicios.

3.1. ANTECEDENTES

El arranque de este proyecto, en el año 2009, se sitúa dentro de un contexto de impulso al desarrollo de las Empresas de Servicios Energéticos (ESE) como medida para potenciar el ahorro y la eficiencia energética en España. Según la Directiva 2006/32/CE se entiende por ESE aquella empresa que proporciona servicios energéticos de mejora de la eficiencia energética en las instalaciones o locales de un usuario y afronta cierto riesgo económico por hacerlo. El pago de los servicios prestados se basará (en parte o totalmente) en la obtención de mejoras de la eficiencia energética y en el cumplimiento de los demás requisitos de rendimiento convenidos. De esta forma, para un cliente, la ESE consigue optimizar la gestión e instalación energética, recuperando las inversiones a través de los ahorros energéticos conseguidos en el medio-largo plazo.

En cuanto a los métodos de ahorro energéticos, el uso de sistemas de cogeneración conlleva un importante ahorro energético debido al mayor aprovechamiento de la energía inicialmente contenida en el combustible, pudiendo conseguir rendimientos globales de hasta el 90%, mientras que con sistemas convencionales de producción separada de electricidad y calor las pérdidas de energía son más elevadas, siendo el rendimiento global alrededor de un 60%.

3.2. OBJETIVOS

- Mejora de la eficiencia energética de la instalación de producción de frío y calor
- Reducción de la factura energética del hotel asociada a esta producción
- Reducción de CO₂ y otros contaminantes a la atmosfera



3.3. CONTENIDO Y ACTIVIDADES

El modelo de negocio de la Cogeneración

En este tipo de proyectos, GNS ofrece un servicio energético con unos ahorros al cliente, asumiendo la inversión necesaria, la compra de energía y la operación de la planta. La rentabilidad del proyecto se obtiene a través de la venta de energía de calor y frío útil al cliente y la exportación de energía eléctrica a la red de distribución en régimen especial, con duraciones de contrato entre 10 y 15 años.

El diseño tecnológico y la posterior **explotación** para la consecución de los ahorros energéticos pactados con el cliente juegan un papel clave en estos proyectos. La base para el diseño de una planta de cogeneración son las demandas de calor y frío a lo largo del año. Es por ello fundamental, conocer las demandas anuales, así como los perfiles mensuales, diarios y horarios. Durante la explotación el indicador a seguir para velar por la rentabilidad de la planta es el **REE** (Rendimiento Eléctrico Equivalente), que indica la eficiencia de la misma. Si no se mantiene este parámetro dentro de unos límites, el estado no concede la prima establecida en el Real Decreto 661/2007.

El proyecto ha contado con la participación de un gran número de profesionales de la compañía procedentes de diferentes unidades y direcciones generales, siendo el primero que se desarrolló con la nueva estructura de Gas Natural Fenosa. Todo ello ha brindado una gran oportunidad para mejorar el conocimiento y la integración de los diferentes equipos y para avanzar en la evolución de la nueva organización que se va a utilizar para acometer este tipo de proyectos.

Como líderes del proyecto se encuentra **Gas Natural Servicios** de la **Dirección de Negocios Minoristas**, destacando los departamentos de Soluciones Integrales de Servicios Energéticos y de Gestión de Explotación. Desde el inicio se ha contado con el soporte del Business Partner de **Eficiencia Energética** de la **Dirección de Tecnología e Ingeniería**, que ha desarrollado la solución tecnológica y coordinado el desarrollo de la ingeniería y ejecución de la obra. La Ingeniería de detalle la ha realizado la Unidad de **Ingeniería de Plantas** y se ha responsabilizado de la Dirección de Obra la unidad de **Construcción y Puesta en Marcha**.

3.4. DURACIÓN

Del 2009 al 2011.



TÍTULO 8.- INFRAESTRUCTURA AVANZADA DE MEDIDA Y SOLUCIONES EN SMART METERING

Desarrollo de nuevas soluciones comerciales para el suministro de energía y servicios asociados soportadas en la citada infraestructura:

- Aprovechamiento óptimo de las posibilidades del AMM (Advanced Metering Management) y del AMI (Advanced Metering Infrastructure)
- Introducción del concepto HAN (Home Area Network) en el sector doméstico
- En general, desarrollo de soluciones más eficientes y de ahorro energético que contribuyan a potenciar la relación entre el cliente y la Utility/ESCO

Proyectos asociados:

OTROS PROYECTOS RELACIONADOS:

1. PROYECTO CITYELEC

Ya comentado anteriormente.



TÍTULO 9.- NUEVAS INICIATIVAS EN ENERGÍAS RENOVABLES Y VECTORES ENERGÉTICOS

Nuevas iniciativas en aprovechamiento de las energías renovables:

- Mejora de eficiencia, gestionabilidad y costes con el objetivo de acercar a los de generación convencionales.
- Demostración de las tecnologías de más potencial.
- Mejora la medida de recursos energéticos renovables disponibles y optimizar su aprovechamiento.

Nuevos vectores energéticos:

- Potenciación de los vectores energéticos con aplicación a los negocios actuales de GNF (biogás e hidrógeno).

Proyectos asociados:

1. PROYECTO TESCONSOL

Se trata de un proyecto de innovación enfocado en mejorar los sistemas actuales de almacenamiento térmico en centrales de generación eléctrica, cuyos costes todavía son elevados, y proponer nuevos sistemas que sean viables técnica y económicamente.

Con la incorporación de estos sistemas se pretende que la central de producción de electricidad disponga de una cantidad de energía térmica almacenada que pueda ser gestionada y utilizada para producir electricidad en los momentos más convenientes para la central.

Los productos resultantes del proyecto serán una serie de herramientas informáticas que permitan diseñar, simular y optimizar el comportamiento de diferentes sistemas de almacenamiento de calor, integrados en un ciclo de generación térmica.

TESCONSOL forma parte del grupo de proyectos KIC Innoenergy en el área temática correspondiente a energías renovables.



La KIC Innoenergy es una de las tres sociedades europeas promovidas por el European Institut of Innovation & Technology (EIT) como instrumento para transformar el conocimiento en valor en forma de nuevos productos y servicios con impacto en la economía y en la sociedad.

1.2. ANTECEDENTES

En la actualidad, los sistemas de almacenamiento térmico en plantas de generación eléctrica están asociados principalmente a la tecnología termosolar. Ello es debido a que en las centrales termosolares se hace más patente la problemática relativa a la disponibilidad del recurso solar, variable y limitado a un número de horas al día, lo que las hace no gestionables.

El mayor desarrollo e implementación de estas tecnologías se ha producido durante los últimos cinco años, coincidiendo con la construcción de numerosas centrales termosolares. Esta circunstancia, ha dado lugar a que prácticamente todas las instalaciones puestas en servicio en este breve periodo utilicen la misma tecnología, basada en almacenamiento indirecto con doble tanque y sales fundidas como almacén de calor sensible, con elevados costes y sin que se hayan producido nuevos desarrollos como podría ser, por ejemplo, el uso de otros materiales de almacenamiento, o de sistemas que aprovechen el calor latente de un material.

En todo caso, estos sistemas aplicables a centrales termosolares lo son también, a cualquier central de generación térmica en la que exista un desfase temporal entre la disponibilidad de la energía primaria y la demanda de electricidad (o de calor, en algunos casos). Un ejemplo serían las centrales de cogeneración (producción combinada de calor y electricidad), en los periodos en que la producción de electricidad no coincida con los momentos de demanda de calor.

1.3. OBJETIVOS

- Optimizar los sistemas de almacenamiento térmico basados en calor sensible.
- Mejorar los sistemas de almacenamiento térmico basados en calor latente (aprovechando el cambio de fase, líquido-sólido).
- Optimizar la integración y explotación de los diferentes sistemas de almacenamiento en los ciclos termodinámicos convencionales para la producción de electricidad.



1.4. CONTENIDO Y ACTIVIDADES

Sistemas de almacenamiento analizados

En el proyecto se analizan las tecnologías de almacenamiento térmico basadas en calor sensible y en calor latente.

La tecnología de calor sensible se basa en el almacenamiento de energía elevando la temperatura de una gran cantidad de líquido, normalmente denominado fluido de transferencia de calor; posteriormente, el calor se recupera al enfriar ese líquido con el agua/vapor que se utiliza en el ciclo de generación de electricidad de la instalación. Dentro del proyecto se están desarrollando modelos matemáticos globales y multidimensionales que permitan simular el comportamiento de los diferentes componentes del sistema, con diferentes condiciones de servicio y materiales. Se analizan sistemas de doble tanque y de un solo tanque (termocline).

En el caso de la tecnología con calor latente, la energía se almacena en un sólido modificando su estado. Con la aportación de calor, el sólido se funde y devuelve el calor almacenado al volver a solidificarse. Una de las ventajas de esta tecnología es que la cantidad requerida de este material que cambia de fase, por unidad de energía almacenada, es menor que la de líquido que necesita la tecnología de calor sensible.

En el proyecto se están desarrollando modelos numéricos de intercambio de calor entre el material que cambia de fase (PCM; siglas en inglés de 'phase change material') y el fluido portador del calor para el servicio (térmico o de generación eléctrica). Asimismo, el proyecto contempla la validación experimental de los modelos con los PCM seleccionados para las diferentes aplicaciones (según su temperatura de fusión).

El análisis de las tecnologías llevado a cabo en el proyecto se completa con el desarrollo de una herramienta para el diseño y simulación de la operación de una central eléctrica que incorpore un sistema de almacenamiento térmico. Dicho software permitirá optimizar las estrategias de operación del sistema de almacenamiento (momentos idóneos de carga/descarga) atendiendo a diferentes agentes externos: disponibilidad del recurso de energía primaria, precios del mercado, etc. También aportará información de costes de la instalación, operación y mantenimiento del almacenamiento, imprescindibles para analizar su viabilidad económica.



Como resultado del proyecto, se obtendrán una serie de productos constituidos por herramientas informáticas, que permitirán conocer mejor el funcionamiento de estos sistemas y, por tanto, ayudarán en la toma de decisiones sobre diseño, operación, puntos críticos y detección de las causas que puedan llevar al mal funcionamiento del sistema.

1.5. DURACIÓN

Del 2011 al 2014.

1.6. ENTREVISTA A PIEDAD MARTÍNEZ GONZALO (RENOVABLES - TECNOLOGÍA E INGENIERÍA)

¿En qué fase de desarrollo se encuentra el proyecto?

En este momento se está finalizando la primera versión de las diferentes herramientas y se espera que estén disponibles en el mes de Septiembre. A partir de ese momento, se empezará con la fase de pruebas y se irán mejorando hasta obtener las versiones definitivas, previstas en 2014.

¿Cómo se está coordinando el proyecto y cuál es el papel de Gas Natural Fenosa?

En el proyecto participamos dos empresas (Gas Natural Fenosa y TOTAL), dos universidades (UPC y KTH) y un centro tecnológico (TECNALIA). La coordinación está a cargo de UPC. El papel de Gas Natural Fenosa es establecer las mejores opciones de integración de estos sistemas en los ciclos térmicos, de acuerdo a las necesidades reales de las instalaciones; condiciones del vapor, ciclos de carga/descarga, estrategias de operación, tamaños de almacenamiento, rendimientos alcanzados, etc. También damos soporte técnico a la hora de determinar el comportamiento de los diferentes materiales que se proponen, tanto de los que actúan como almacenamiento (líquidos o PCMs), como de los materiales requeridos para los equipos que los contienen o manipulan. Además, como socio industrial, aportamos información relativa a los costes de las diferentes propuestas y estamos realizando un análisis del mercado.

¿Cuáles son los aspectos que destacarías del mismo?

Tener la posibilidad de disponer de herramientas de fácil manejo para el usuario, que nos permitan predecir el comportamiento de estos sistemas y, en el caso de instalaciones que estén ya en operación, identificar las causas de los posibles fallos de funcionamiento.

Actualmente existen en el mercado herramientas de simulación de los diferentes ciclos de generación eléctrica, pero no sucede así con los sistemas de almacenamiento. Además, en el



caso de TESCONSOL, se incorporan modelos numéricos para los diferentes componentes, lo que da mayor detalle de la información.

Principales retos a los que se enfrentan las tecnologías de almacenamiento térmico.

Actualmente, además de los costes, las tecnologías de almacenamiento térmico cuentan con limitaciones tecnológicas, como son los grandes tamaños de la instalación, las altas temperaturas de operación del material de almacenamiento sin que se degrade en el tiempo, y las elevadas prestaciones requeridas para los materiales constructivos de los componentes.

Los principales retos son conseguir reducir el tamaño de las instalaciones, utilizando nuevos materiales en los que se almacene más energía por unidad de volumen, por ejemplo los PCMs, a la vez que puedan trabajar a mayores temperaturas, de modo que podamos obtener vapor en las condiciones requeridas por los ciclos térmicos de alto rendimiento. Todo ello, por supuesto, con costes accesibles para el mercado.

¿Qué valor aporta el proyecto a Gas Natural Fenosa?

En un contexto energético en el que, junto a las fuentes de energía convencionales, cada vez se están incorporando más recursos energéticos alternativos, en bastantes casos en forma de centrales híbridas, este proyecto aporta al grupo el conocimiento y disponibilidad de una serie de herramientas para poder incorporar sistemas de almacenamiento de calor que permitan mejorar la gestión de los diferentes recursos energéticos, optimizando la producción de electricidad en función de su disponibilidad y demanda.

¿Qué valor aporta el proyecto a Gas Natural Fenosa?

En un contexto energético en el que, junto a las fuentes de energía convencionales, cada vez se están incorporando más recursos energéticos alternativos, en bastantes casos en forma de centrales híbridas, este proyecto aporta al grupo el conocimiento y disponibilidad de una serie de herramientas para poder incorporar sistemas de almacenamiento de calor que permitan mejorar la gestión de los diferentes recursos energéticos, optimizando la producción de electricidad en función de su disponibilidad y demanda.

OTROS PROYECTOS RELACIONADOS:

PROYECTO CITYELEC, PROYECTO DE REFRIGERACIÓN SOLAR EN EL SECTOR TERCIARIO, ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO EN EL PARQUE EÓLICO DE SOTAVENTO.

Ya comentado anteriormente.



2. PROYECTO SPHERA (SOLUCIONES PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO ENERGÉTICO Y SU RECONVERSIÓN ASOCIADA)

2.1. ANTECEDENTES

El hidrógeno es un producto ampliamente utilizado en la industria química por sus propiedades reductoras, de modo notable en la industria de fertilizantes y en el refinado de productos petrolíferos. Se produce en una cantidad alrededor de quinientos mil millones de metros cúbicos anuales.

Su interés como portador energético es relativamente reciente y se fundamenta en diversas razones entre las que cabe destacar:

- Es limpio en el punto de utilización.
- Se obtiene a partir de compuestos sencillos (agua, hidrocarburos).
- Se puede obtener a partir de múltiples energías primarias tanto renovables como fósiles.
- Ya existen tecnologías para su obtención.

Si éstos son los fundamentos que lo justifican, el detonante del interés ha sido su idoneidad para proveer energía a las pilas de combustible, dispositivos de generación eléctrica con una eficiencia de conversión muy superior a la de cualquier ciclo termodinámico. Las pilas de combustible presentan un amplio espectro de aplicaciones entre las que destaca notablemente su uso para propulsión eléctrica a vehículos dándoles una autonomía mucho mayor que la que se consigue con baterías acumuladoras.

SPHERA es un proyecto de investigación para el desarrollo de conocimiento en toda la cadena del hidrógeno como portador energético de futuro, desde su producción hasta su uso final, pasando por la logística de su almacenaje, transporte y distribución. Durante su ejecución se han desarrollado las bases tecnológicas que permitirán innovar en productos y servicios ofrecidos por empresas españolas en un futuro escenario energético con fuerte presencia del hidrógeno.

Para el desarrollo del proyecto se ha constituido un consorcio de 18 empresas, grandes y medianas, que cuentan con el soporte de Centros Tecnológicos y universidades: Gas Natural, ACCIONA Biocombustibles, Ingeteam, ACCIONA Infraestructuras, Guascor Ingeniería, Ros Roca Indox, ACCIONA Energía, Guascor Fezar, Naturgas, Elcogas, Ariema Enerxia, Pigmaly, Repsol YPF, Lapesa, Enatica, Galasol, Lecitrailer, Calmain.



Las actividades de Gas Natural Fenosa, líder del proyecto, se han centrado en los trabajos para la producción de hidrógeno mediante procesos exentos de emisiones de CO₂ y en el análisis de su uso en la gran generación eléctrica.

Los desarrollos para producción de hidrógeno se han basado en dos líneas totalmente distintas: la primera utiliza biomasa como energía primaria por lo que el proceso se considera libre de emisiones de CO₂; la segunda ha desarrollado un procedimiento de descomposición del metano por el que se obtiene directamente hidrógeno libre en fase gas y carbono sólido en forma de grafito parcialmente nanoestructurado, por lo que tampoco hay emisiones de CO₂.

La línea de trabajo en el uso del hidrógeno para generación eléctrica ha consistido en el estudio de las posibilidades de utilizar gas de síntesis (mezcla de gases precursora en la obtención de hidrógeno) para alimentar turbinas de gas convencionales en centrales de ciclo combinado.

Para el despliegue de las actividades desarrolladas por Gas Natural Fenosa se ha contado con la contribución de Inasmet (Corporación Tecnalia), del Instituto de Carboquímica del CSIC y del Grupo de Motores Térmicos de la Universidad de Sevilla.

2.2. OBJETIVOS

El objetivo general del proyecto SPHERA (Sistemas para la Producción de Hidrógeno Energético y Reconversión Asociada) es el desarrollo integral de la tecnología necesaria para situar al hidrógeno como un elemento más del mix energético, para lo que propone soluciones a la producción, el almacenamiento y distribución, y la utilización del hidrógeno, con especial atención al hidrógeno renovable. Plantea soluciones energéticas sostenibles, fiables y con garantía de suministro, posicionando a la industria española en una posición ventajosa para el desarrollo de productos y servicios en escenarios basados en hidrógeno.



2.3. CONTENIDO Y ACTIVIDADES

- Generación de Hidrógeno mediante electrólisis renovable.
- Generación de Hidrógeno mediante procesos químicos.
- Manipulación y almacenamiento de Hidrógeno.
- Distribución y suministro de Hidrógeno.
- Utilización de Hidrógeno.
- Integración en el Sistema energético, Marco legal y Nuevos modelos de negocio.

2.4. DURACIÓN

Enero de 2007 a diciembre de 2010.

2.5. PRESUPUESTO

Presupuesto total del proyecto: 34,4 millones de euros.

Está acogido al Programa de Consorcios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica (CENIT) que convoca el CDTI (Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial), del Ministerio de Ciencia y Tecnología.



3. PROYECTO PELGRIN

Gas Natural Fenosa, entre otras empresas, participa en este proyecto coordinado por Indra que propone y evalúa sobre el terreno, el desarrollo, implementación y demostración de tecnologías y sistemas para la protección de infraestructuras de transporte de energía eléctrica, torres de alta tensión y subestaciones.

PELGRIN desarrolla un sistema de seguridad dirigido a la protección de la red eléctrica de posibles ataques terroristas y de otras amenazas que puedan poner estas estructuras en peligro. La solución propuesta integra las diferentes alarmas, generadas por cada uno de los dispositivos del sistema respecto a un mismo objetivo, en una sola que puede ser visualizada por una cámara de vigilancia, logrando así, la optimización y unificación de los sistemas de seguridad existentes en un mismo sistema de bajo coste, usando una solución efectiva y económica.

4. PROYECTO CASCADA

El Proyecto CASCADA es otra de las iniciativas de innovación impulsadas por Gas Natural Fenosa que aborda el desarrollo de equipos clave para permitir la consolidación de las redes eléctricas inteligentes, así como el despliegue masivo del vehículo eléctrico. En el proyecto participan también varias instituciones de investigación de gran prestigio a nivel mundial como son el Centro Nacional de Microelectrónica, el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla, y el Departamento de Fotocatálisis de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.

El objetivo es desarrollar un cambiador de tomas en carga (regulador automático de tensión, equivalente a una regulación primaria en la red de distribución), para ser implantado en los transformadores de distribución (nuevos y ya existentes) y que suponga un coste no superior al 20% del coste del transformador.



5. PROYECTO IMPONET (INTELLIGENT MONITORING OF POWER NETWORKS)



IMPONET pretende especificar, diseñar y construir una plataforma de software flexible y escalable que sirva de marco de referencia del desarrollo de futuras infraestructuras de software para redes eléctricas inteligentes.

El proyecto nace para proporcionar estos pilares esenciales y lograr así un sistema de información integral, flexible y configurable para soportar los requerimientos más complejos y avanzados en gestión de la energía.

La fiabilidad y la consistencia del suministro de electricidad es fundamental para muchas actividades industriales, por todo ello y con el fin de operar la red de una manera más eficiente, es necesario medir con precisión los datos de un gran número de dispositivos electrónicos implicados en el control y protección de sistemas de energía, de manera sistemática y normalizada. Además, se requiere el desarrollo de una nueva concepción de los sistemas de monitorización de la red, para alcanzar los ambiciosos objetivos que se contemplan de cara a las redes eléctricas inteligentes del futuro.

6. PROYECTO HIPERDNO

HiPerDNO es el acrónimo en inglés de "*tecnologías informáticas de alto rendimiento para la explotación de redes de distribución inteligentes*".

El objetivo de este proyecto de investigación, es el desarrollo de un nuevo sistema gestor de la operación de red (DMS) incorporando la tecnología HPC (High Performance Computing) para una óptima explotación y gestión de redes de distribución inteligentes, así como la creación de un sistema de reposición automático de servicio.

Se desarrollarán y demostrarán inicialmente soluciones HPC rentables y escalables para escenarios realistas de tráfico y gestión de datos de redes de distribución por medio de pruebas de campo fuera de línea en las que participan varios propietarios y operadores de redes de distribución.



SECCIÓN 6.- NOTICIAS Y ÚLTIMOS AVANCES E INFORMES

TÍTULO 1.- ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

1. - INFORME DE SANDIA CORPORATION “ENERGY STORAGE FOR THE ELECTRICITY GRID: BENEFITS AND MARKET POTENTIAL ASSESSMENT GUIDE”

El informe destaca que el almacenamiento de energía eléctrica está en posición de convertirse en un elemento importante para red eléctrica y mercados del futuro.³⁴

El almacenamiento eléctrico tiene características únicas, lo que generará nuevas oportunidades y desafíos para las utilidades existentes y emergentes relacionadas con el sector eléctrico.

Entre estas *oportunidades* y desafíos que el almacenamiento puede abordar se incluyen, pero no se limitan a, los siguientes:

- El Almacenamiento eléctrico compensa la necesidad de capacidad adicional de generación en horas pico.
- El Almacenamiento eléctrico permite un funcionamiento más óptimo del sistema de generación existente , reduciendo así la rampa generación y operación de carga parcial que , a su vez , reduce el desgaste de los equipos, el uso de combustible y las emisiones al aire.
- El Almacenamiento eléctrico permitiría la integración eficaz y óptima de las energías renovables, de generación intermitente.
- El almacenamiento es muy adecuado para prestar servicios auxiliares, sobre todo para la regulación del área y para la reserva de capacidad eléctrica. El almacenamiento distribuido sería especialmente valioso para soporte de la tensión.
- Debidamente situado, el almacenamiento eléctrico puede reducir la congestión de transporte existente , reducir la capacidad de transporte adicional necesitado, y diferir la necesidad de costosas actualizaciones distribución. Del mismo modo, el uso de almacenamiento puede aumentar la utilización de los activos de transporte y distribución existentes, y en algunos casos podría ser usado para extender la vida de los equipos de Transporte y Distribución existentes, como cables subterráneos y equipos.

³⁴ Jim Eyer & Garth Corey. ‘Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide’. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Sandia National Laboratories REPORT. (Febrero de 2010).

Sandia is a multiprogram laboratory operated by Sandia Corporation, a Lockheed Martin Company, for the United States Department of Energy’s National Nuclear Security Administration under Contract DE-AC04-94AL85000. <http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2010-0815.pdf>

- El Almacenamiento Distribuido de electricidad probablemente se convertirá en un elemento crucial de la red inteligente , y puede facilitar / habilitar recursos cada vez más importantes de respuesta a la demanda.
- El Almacenamiento Modular proporciona a los planificadores de servicios públicos e ingenieros, mayor flexibilidad, fiabilidad y posiblemente alternativas menos riesgosas en las inversiones, con respecto a las convencionales e inflexibles adiciones de capacidad .
- El Almacenamiento Distribuido es muy adecuado para hacer frente a la creciente calidad del Servicio de la energía eléctrica, con retos de fiabilidad del servicio, permitiendo proporcionar mayor calidad y / o fiabilidad (por un precio premium).

Se reconocen varios *Indicadores* de Oportunidad de Almacenamiento, actuales y emergentes.

Los siguientes son especialmente notables:

- Incrementar el reconocimiento por los legisladores , reguladores y formuladores de políticas, de la importante función que el almacenamiento debe jugar en el mercado de la electricidad del futuro.
- El aumento de la sofisticación y la comprensión de la carga y los generadores de recursos distribuidos.
- Las señales de precios de la electricidad cada vez más caros (es decir, de la energía , la capacidad y los servicios auxiliares).
- Impuestos e incentivos regulatorios para el almacenamiento.
- Proliferación prevista de vehículos eléctricos y de vehículos eléctricos híbridos.
- El aumento del uso de los recursos energéticos distribuidos modulares para el pico de suministro eléctrico, servicios auxiliares, y el alivio de la congestión de la transporte.
- El aumento del uso de energías renovables intermitentes.
- La creciente necesidad de mejorar la calidad del servicio de la energía eléctrica y la fiabilidad.
- La Innovación en la tecnología de almacenamiento, incluyendo subsistemas mejorados y la integración del sistema de almacenamiento; La innovación de la batería se acelerará , quizás drásticamente , debido al desarrollo en relación con los vehículos eléctricos.
- Una red "inteligente" de electricidad permitirá la integración efectiva de algunas energías renovables y la integración de recursos distribuidos, incluyendo la respuesta a la demanda, la generación y almacenamiento.

2. INFORME PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABOTATORY “ANALYSIS TOOLS FOR SIZING AND PLACEMENT OF ENERGY STORAGE IN GRID APPLICATIONS”

El almacenamiento de energía tiene el potencial de ser un elemento de cambio en la integración de renovables, calidad de la energía y la confiabilidad del sistema.

La clave para la adopción de almacenamiento de energía como una tecnología convencional, requerirá una herramienta de modelado que incluya múltiples flujos de valor, proporcionados por el almacenamiento de energía y la respuesta de la demanda, y las vías por las que se pueden realizar.

El informe *‘Analysis Tools for Sizing and Placement of Energy Storage in Grid Applications’* recomienda en sus conclusiones que el esfuerzo debe comenzar de inmediato a desarrollar una capacidad basada en software, para evaluar los atributos técnicos y económicos de almacenamiento de energía, que reflejen las demandas operativas y oportunidades que presenta el entorno de red inteligente.

Sin la capacidad de analizar las características de la red de transmisión y distribución, las tecnologías de sistemas de almacenamiento y su eficiencia , así como sus beneficios de costo para diferentes cadenas de valor, no hay ninguna posibilidad para que la utility tome decisiones comerciales comparativas que permitan la localización óptima de almacenamiento de energía.

A la luz de estas consideraciones , el informe destaca que, una herramienta de software que facilite este tipo de toma de decisiones, es de gran importancia para la mejora y ampliación de la infraestructura eléctrica y la integración de diversas fuentes de energía renovables. Dado que el interés en las tecnologías de redes inteligentes y las energías renovables se ha incrementado drásticamente en los últimos años, es imprescindible entender los retos y demandas de tecnología de almacenamiento de energía que tenemos por delante.

Non-commercial Model	Homer	ReEDS	NEMS	RETScreen	Energy Plus	Kermit	GridLabD
Characteristic/Component (below)							
Locational marginal pricing (LMP)		X	X	X			
Energy storage	X	X	X	X	X (a new module has been developed)	X	X
Arbitrage	X	X				X	
Energy storage by node	X			X	X		X
Round trip efficiency	X	X	X	X		X	X
Minimizes system investment	X	X	X				
Show single or multiple ancillary service value streams	Yes	No	No	Yes	No	Yes	No
Aggregation of multiple ancillary services value streams?	No	No	No	No	No	No	No

Tabla 10.- Summary of Non-commercial Software Characteristics with Energy Storage Modeling Capabilities

MG Hoffman A Sadovsky , MC Kintner-Meyer JG DeStee. ‘*Analysis Tools for Sizing and Placement of Energy Storage in Grid Applications*’. Prepared for the U.S. Department of Energy under Contract DE-AC05-76RL01830. (2010). http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19703.pdf

Commercial Model	GE MAPS	Ventyx System Optimizer/ ProMod	Power World	Energy 2020	Integrated planning model (IPM)	Dynastore	SynerGEE
Characteristic/Component							
Locational marginal pricing	Yes	Yes - ProMod	Yes	Yes	Zonal basis (cut plane)	No	No
Energy storage	Yes - basic option is pumped Hydro	Yes - ProMod	Possible	Yes - including efficiency	Pumped hydro only	Yes	No
Arbitrage	Yes	Yes - ProMod including efficiency	Hard but possible	Yes	No	-	No
ES by node	Yes	Yes - ProMod	No	Yes	No	Yes	No
Round trip efficiency	Yes	Yes - ProMod	No	Yes	No	No	No
Minimizes system investment	No	Yes - only Optimizer	No	No	Yes	No	No
Show single or multiple ancillary service value streams	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	No
Aggregation of multiple ancillary services value streams?	No	No	No	No	No	No	No

Tabla 11.- Summary of Commercial Software Characteristics with Energy Storage Modeling Capabilities

MG Hoffman A Sadovsky , MC Kintner-Meyer JG DeStee. ‘*Analysis Tools for Sizing and Placement of Energy Storage in Grid Applications*’. Prepared for the U.S. Department of Energy under Contract DE-AC05-76RL01830. (2010). http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19703.pdf



3. ARTÍCULO DEL INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE) “THE ROLE OF ENERGY STORAGE IN DEVELOPMENT OF SMART GRIDS”

El IEEE es una asociación técnico-profesional mundial dedicada a la estandarización, entre otras cosas. Con cerca de 425.000 miembros y voluntarios en 160 países, es la mayor asociación internacional sin ánimo de lucro formada por profesionales de las nuevas tecnologías, como ingenieros eléctricos, ingenieros en electrónica, científicos de la computación, ingenieros en informática, matemáticos aplicados, ingenieros en biomédica, ingenieros en telecomunicación e ingenieros en Mecatrónica.

El artículo³⁵ destaca que la adopción de dispositivos de redes inteligentes en toda las redes de servicios públicos supondrá un tremendo cambio en las operaciones de la red y el uso de la electricidad en los próximos dos decenios.

Los cambios en las formas de controlar las cargas, junto con una mayor penetración de las energías renovables, ofrecen un nuevo conjunto de desafíos para equilibrar el consumo y la generación.

El aumento del despliegue de los dispositivos de almacenamiento de energía en la red de distribución ayudará a hacer que este proceso ocurra de manera más efectiva y mejorará el rendimiento del sistema. Este documento aborda los nuevos tipos de almacenamiento que se están utilizando para el apoyo de la red y las formas en que se integran en la red.

En sus conclusiones, el artículo destaca la importancia recibir la atención de los planificadores del sistema, de los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas, a medida que están disponibles más opciones de almacenamiento.

Mientras las naciones de todo el mundo siguen aumentando sus carteras de renovables, la participación de almacenamiento está aumentando.

El diseño de las redes inteligentes en el futuro, tomará la ventaja del almacenamiento para hacer frente a las cargas y fuentes de red más dinámicas.

³⁵ Bradford P. Roberts, Life Senior Member IEEE, & Chet Sandberg, Fellow IEEE. . (Junio 2011). <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&number=5768106&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fiel5%2F5%2F5768087%2F05768106.pdf%3Farnumber%3D5768106>

Como las reglas del mercado se ajustan para tomar los mayores beneficios de los dispositivos de almacenamiento distribuidos, la capacidad general y la fiabilidad de las redes eléctricas más complejas deben seguir mejorando totalmente integradas, “smart grids”.



Ilustración 27.- 20 MW, 15-min flywheel frequency refulation plant.



Ilustración 28.- 1 MW, 15-min frequency regulation pilot system at PJM.



4. INFORME ADVANCED ENERGY CORPORATION “COMMUNITY ENERGY STORAGE REPORT”

Durante 2010, los ingenieros de Advanced Energy Corporation asistieron a la reunión anual en Charlotte, Carolina del Norte, de *Electricity Storage Association's (ESA)*; llevaron a cabo entrevistas telefónicas, así como investigación a través de Internet para aprender acerca de la de la tecnología de almacenamiento de energía residencial en la comunidad actual, en el corto plazo. En su informe³⁶, destaca:

Dos de las principales proposiciones de valor para el almacenamiento de la electricidad discutido durante la reunión de la ESA fueron "arbitraje " y "servicios auxiliares ".

La *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* identifica seis servicios auxiliares:

- Reactive power and voltage control;
- Loss compensation;
- Scheduling and dispatch;
- Load following;
- System protection;
- Energy imbalance.

Las principales aplicaciones de almacenamiento de energía debatidos durante la reunión anual de la ESA fueron de almacenamiento de red, almacenamiento de energía de la comunidad, la acumulación por bombeo hidroeléctrica, de almacenamiento de aire comprimido y el viento y el almacenamiento de la energía solar para la reafirmación de la capacidad. Las tecnologías de almacenamiento de energía que se presentan durante la reunión fueron:

- Compressed Air Energy Storage “CAES” .
- Flywheel energy storage .
- Zinc-Bromine flow batteries .
- Ice storage .
- Lithium-Ion (Li-Ion) batteries .
- Bipolar Lead Acid batteries .
- Lead-Carbon batteries .
- Super capacitor / battery .

³⁶ Shawn Fitzpatrick, P.E. and Matt Murray. (Enero de 2011).
<http://www.advancedenergy.org/files/pages/Community-Energy-Storage.pdf>



- Sodium Nickel batteries .
- Sodium-Sulfur (NAS) batteries .
- Zinc Air batteries .
- Liquid metal batteries .
- Renewable power to Substitute Natural Gas .

Varias utilidades como American Electric Power (AEP), Detroit Edison (DTE) y Sacramento Municipal Utility District (SMUD) tienen proyectos de demostración de almacenamiento de energía en curso.

En el informe se incluye una breve descripción de cada proyecto.

En respuesta a la demanda de servicios públicos, para los sistemas de almacenamiento de electricidad distribuida, varios fabricantes han desarrollado unidades *Community Energy Storage (CES)*.

Como tal, la AEP y el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI), con aportes de las empresas de servicios públicos y otras empresas, han desarrollado una especificación para los Sistemas Comunes de Almacenamiento de Energía (CES).

Una breve descripción de cada uno de sus proyectos también se incluye en el informe.

TÍTULO 2.- BIOCOMBUSTIBLES

1. INFORME DE EUROPEAN ENVIROMENT AGENCY (EEA) “EU BIOENERGY POTENTIAL FROM A RESOURCE EFFICIENCY PERSPECTIVE”

La Unión Europea se ha fijado el ambicioso objetivo de aumentar la participación de las fuentes renovables en el consumo final de energía al 20 % en 2020 (CE, 2009).³⁷ Esto está motivado por el reconocimiento generalizado de que el uso de combustibles fósiles para generar energía causa un daño significativo al medio ambiente y el bienestar humano . Las tecnologías de energía renovable, ofrecen una manera de aumentar la eficiencia de los recursos de manera significativa, permitiendo a la sociedad satisfacer sus necesidades de energía a costos ambientales mucho menores.

En Europa , la bioenergía tiene un papel central en los *Planes Nacionales de Energía Renovable (PANER)*, que representan más de la mitad de la producción de energías renovables prevista en 2020. Sin embargo, aunque estos objetivos ofrecen beneficios ambientales potencialmente significativos, es evidente que la extensión de esos beneficios variará enormemente en función de cómo se desarrolle la bioenergía. Considerando que todas las fuentes de energía renovables requieren un cierto uso de los recursos naturales, la bioenergía se diferencia en la extensión y complejidad de sus impactos.

Mientras que algunas fuentes y tecnologías bioenergéticas ofrecen importantes ventajas frente a los sistemas basados en combustibles fósiles, otros conducen a preocupaciones ambientales. Este es particularmente el caso en que la bioenergía implica el uso de tierras agrícolas para cultivar cultivos energéticos , ya que a menudo da lugar a cambios en el uso del suelo, incluida la expansión o intensificación de la agricultura en otros lugares . Esto puede tener implicaciones significativas para el medio ambiente natural, como la biodiversidad y el agua, los nutrientes y los ciclos del carbono, que afectan al funcionamiento del ecosistema y la capacidad de recuperación de diversas maneras.

³⁷ European Enviroment Agency (EEA). ‘EU bioenergy potential from a resource efficiency perspective’. (Junio de 2013).

<http://www.eea.europa.eu/publications/eu-bioenergy-potential>



Es muy importante, por lo tanto, aplicar los principios de eficiencia de recursos para el desarrollo de la producción de bioenergía de la UE. Esto significa producir más con menos evitar los impactos ambientales. Hay numerosos tipos y fuentes de biomasa, tecnologías de conversión y usos finales potenciales. Algunos de estos tienen un buen ajuste a los principios de eficiencia de recursos, otros no lo tienen.

La biomasa a partir de residuos y residuos procedentes de la agricultura y la silvicultura ³⁸ ofrecen alta eficiencia de los recursos, mientras que los beneficios ambientales de cultivos de bioenergía ("cultivos energéticos") son a menudo limitadas. Encontrar combinaciones eficientes de recursos de fuentes de biomasa, las tecnologías de conversión final de la energía y los usos, es el principal desafío para el futuro desarrollo de la producción de bioenergía de la UE en la perspectiva ambiental.

El objetivo del informe ³⁹ es apoyar la toma de decisiones en este ámbito complejo; la Agencia Europea de Medio Ambiente (AEMA) ha elaborado una serie de informes que estiman potencial de bioenergía de la Unión Europea en la perspectiva ambiental y el análisis de su uso más eficiente en apoyo a la mitigación de *los gases de efecto invernadero (GEI)* (AEMA, 2006, 2007, 2008).

El EEA *Centro Temático Europeo sobre Integración Espacial y Análisis (ETC / SIA)* produjo un informe en 2013 re-evaluación del potencial de bioenergía de Europa y que ofrece nuevas perspectivas sobre:

- El potencial de ahorro de GEI con las diferentes opciones tecnológicas para convertir la biomasa en energía ("vías bioenergéticas").
- Cómo incorporar una perspectiva de eficiencia de los recursos en el diseño del desarrollo de la bioenergía.
- Las preocupaciones acerca de los beneficios de GEI en la utilización de la biomasa forestal para producir energía ("deuda de carbono").
- La conveniencia de las tendencias actuales de cultivo de bioenergía, desde una perspectiva ambiental.

El informe concluye que el análisis basado en la historia ilustra claramente, que los gases de efecto invernadero, la eficiencia de los ecosistemas y los impactos de la bioenergía pueden variar significativamente dependiendo de las limitaciones económicas y políticas en el lugar, y por tanto los procesos bioenergéticos resultantes, también.

³⁸ La silvicultura (del latín *silva*, selva, bosque, y *cultura*, cultivo) es el cuidado de los bosques, cerros o montes y también, por extensión, la ciencia que trata de este cultivo; es decir, de las técnicas que se aplican a las masas forestales para obtener de ellas una producción continua y sostenible de bienes y servicios demandados por la sociedad.

³⁹ EEA (European Environment Agency). '*EU bioenergy potential from a resource efficiency perspective*'. (Junio de 2013). <http://www.eea.europa.eu/publications/eu-bioenergy-potential>

Donde la materia prima es originada a partir de desechos o residuos agrícolas, implica el cambio cero de uso del suelo, y tiene unas ventajas sustanciales sobre la energía proveniente de combustibles fósiles, en términos de eficiencia de los gases de efecto invernadero y los impactos ambientales.

Por el contrario, donde la biomasa se deriva de cultivos energéticos, algunos procesos bioenergéticos conducen a emisiones de gases de efecto invernadero adicionales y otros impactos ambientales. Los efectos indirectos del cambio de uso del suelo son especialmente importantes en este sentido y deben ser abordados por el marco político de la UE de la bioenergía.

Desde una perspectiva de eficiencia de los recursos, el mensaje central de este estudio es clara: la bioenergía puede tener un papel valioso en la satisfacción de las necesidades energéticas de la sociedad, en la preservación de nuestro capital natural; se debe centrar en el uso eficiente de los recursos la mayor parte de la biomasa a través de toda la cadena de producción de biomasa en energía.

El análisis pone de manifiesto que las políticas destinadas a la fabricación de piezas de aguas arriba de la cadena de la bioenergía (es decir, la producción de biomasa), compatibles con el medio ambiente, deben ser combinadas con medidas que estimulen la mejora de otras partes de la cadena. Esto se refiere en particular al método de conversión de corriente abajo, pero también incluye toda la logística y la final los usos finales de la bioenergía.

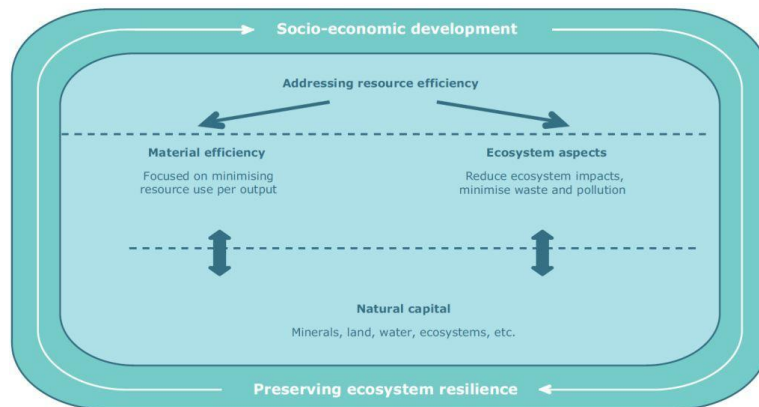
Los efectos ambientales potencialmente adversos, relacionados con los efectos del uso del suelo directos, incluyendo cambios en la gestión del territorio, en la actualidad, están fuera del marco de políticas de bioenergía de la UE. Se necesitan incentivos y garantías políticas adicionales para hacer frente a tales impactos ambientales, en especial con respecto a los *recursos hídricos y la biodiversidad* de las tierras de cultivo.

El uso de la biomasa y de residuos de la silvicultura y la agricultura de residuos, es muy favorable en una perspectiva de eficiencia de los recursos. Sin embargo, la cuestión de la *deuda de carbono* asociado con el uso de biomasa forestal de los árboles presenta una preocupación ambiental.

Esta cuestión requiere claramente más investigación, ya que invalidará potencialmente las ganancias de mitigación de GEI de una parte sustancial del potencial de bioenergía forestal estimado actualmente.

Este análisis ha seguido avanzando en la comprensión de los beneficios del potencial medioambiental e impactos de la producción de bioenergía de la UE.

Sin embargo, más trabajo de análisis contribuiría a responder a las preguntas de política adicionales y reducir las incertidumbres en los resultados de evaluación. Para ello será necesario avanzar más en el desarrollo de herramientas de modelado y de evaluación correspondientes. La mejora de la seguridad analítica, sin embargo, también requiere una inversión adecuada en seguimiento de las tendencias en el cultivo de la energía y los procesos de producción asociados y los impactos ambientales.

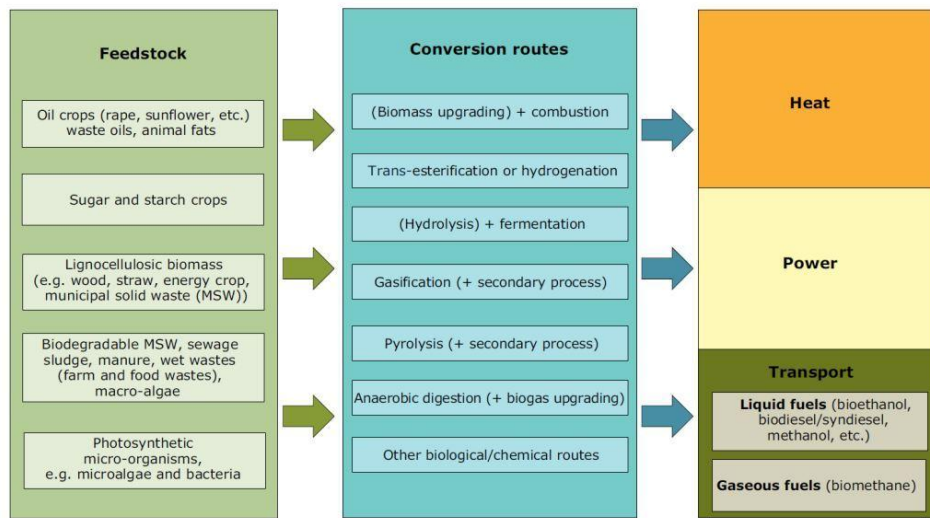


Source: EEA, 2013.

Ilustración 29.- Los dos aspectos clave de la eficiencia energética de recursos.

European Environment Agency (EEA). (2013).

<http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/the-two-key-aspects-of>



Source: IEA Bioenerav 2009, simplified by EEA, 2013.

Ilustración 30.- Rutas para convertir biomasa en energía.

EEA Report. ‘EU bioenergy potential from a resource-efficiency perspective’. (2013).
 file:///Users/laurapuig/Downloads/EU_bioenergy_potential_from_a_resource-efficiency_perspective_updated.pdf

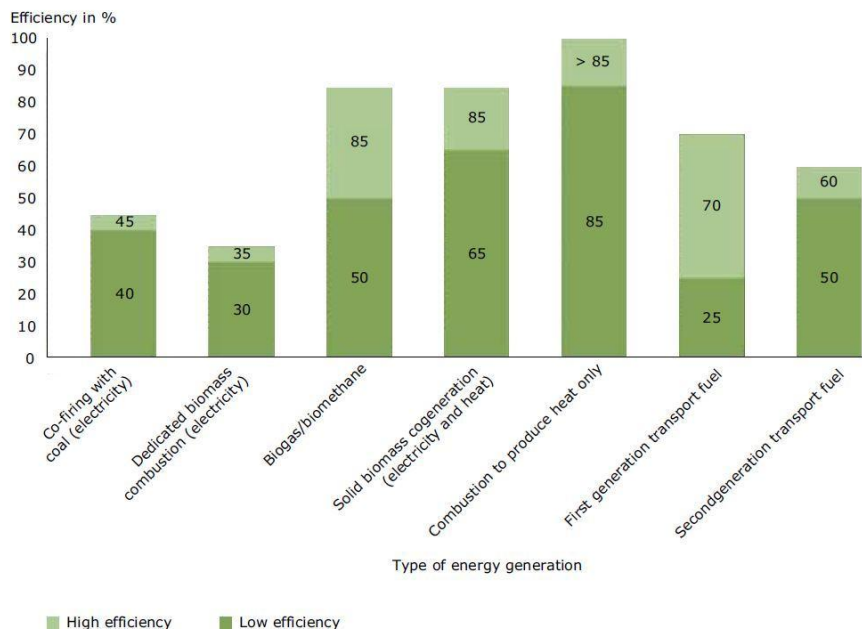
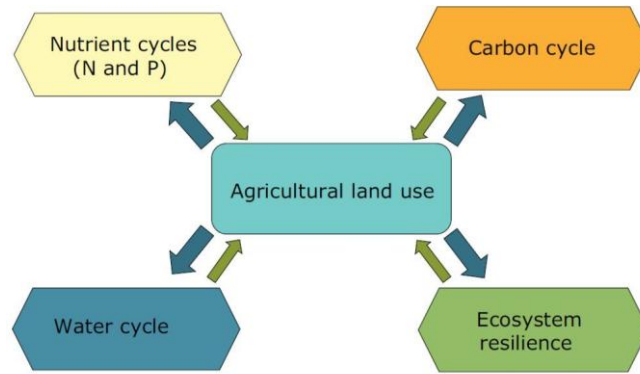


Ilustración 31.- Rango de eficiencia de diferentes rutas de conversiones de biomasa a energía.

EEA Report. ‘EU bioenergy potential from a resource-efficiency perspective’. (2013).
 file:///Users/laurapuig/Downloads/EU_bioenergy_potential_from_a_resource-efficiency_perspective_updated.pdf



Source: EEA, 2013.

Ilustración 32.- Land use and ecosystem cycles

EEA Report. 'EU bioenergy potential from a resource-efficiency perspective'. (2013).
 file:///Users/laurapuig/Downloads/EU_bioenergy_potential_from_a_resource-efficiency_perspective_updated.pdf

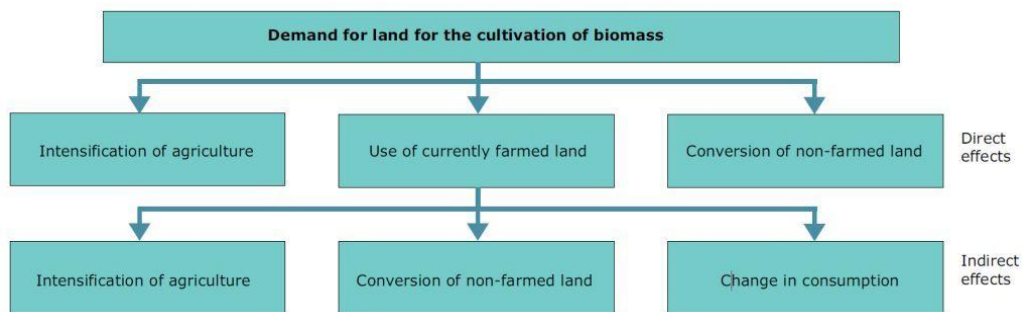
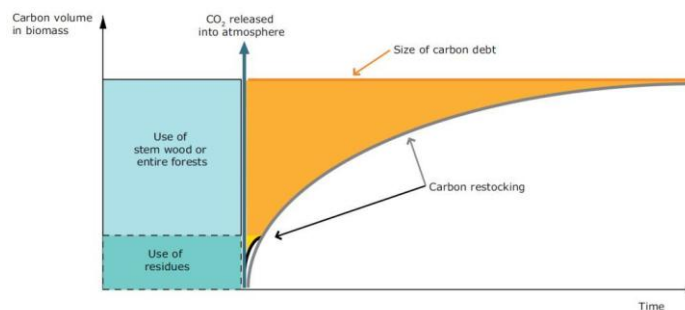


Ilustración 33.- Efectos directos e indirectos del uso de la tierra para bioenergía.

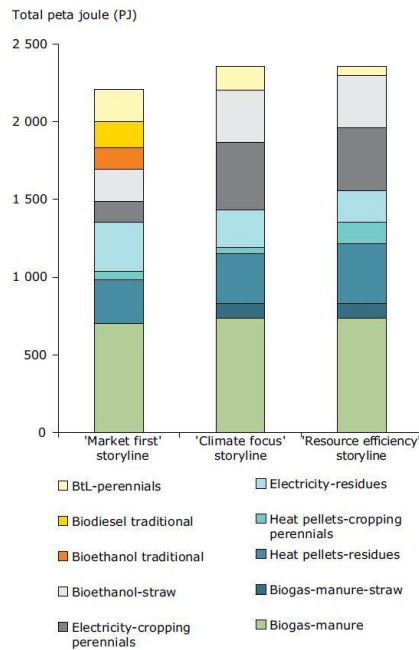
EEA Report. 'EU bioenergy potential from a resource-efficiency perspective'. (2013).
 file:///Users/laurapuig/Downloads/EU_bioenergy_potential_from_a_resource-efficiency_perspective_updated.pdf



Source: EEA, 2013.

Ilustración 34.- La deuda del Carbón.

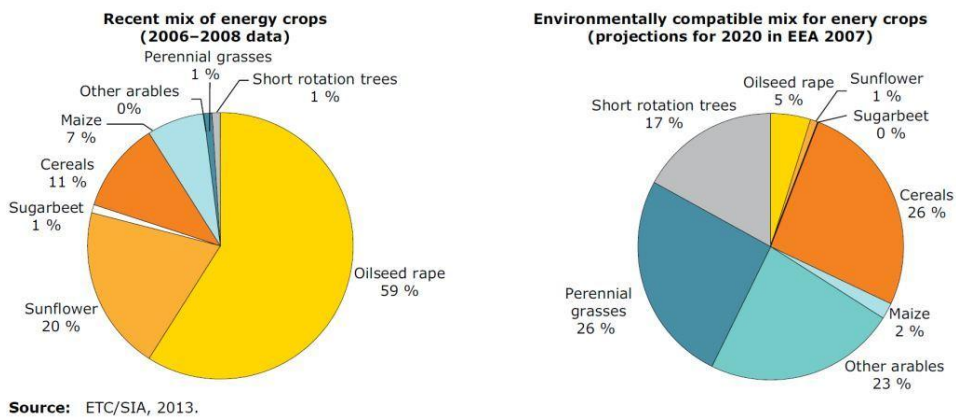
EEA Report. 'EU bioenergy potential from a resource-efficiency perspective'. (2013).
 file:///Users/laurapuig/Downloads/EU_bioenergy_potential_from_a_resource-efficiency_perspective_updated.pdf



Source: ETC/SIA, 2013.

Ilustración 35.- Total CU bioenergy potential from agriculture in 2020.

EEA Report. 'EU bioenergy potential from a resource-efficiency perspective'. (2013).
 file:///Users/laurapuig/Downloads/EU_bioenergy_potential_from_a_resource-efficiency_perspective_updated.pdf



Source: ETC/SIA, 2013.

Ilustración 36.- Mix of energy crops, 2006-2008 (left) and EEA scenario for environmentally compatible energy cropping in 2020 (right).

EEA Report. 'EU bioenergy potential from a resource-efficiency perspective'. (2013).
 file:///Users/laurapuig/Downloads/EU_bioenergy_potential_from_a_resource-efficiency_perspective_updated.pdf

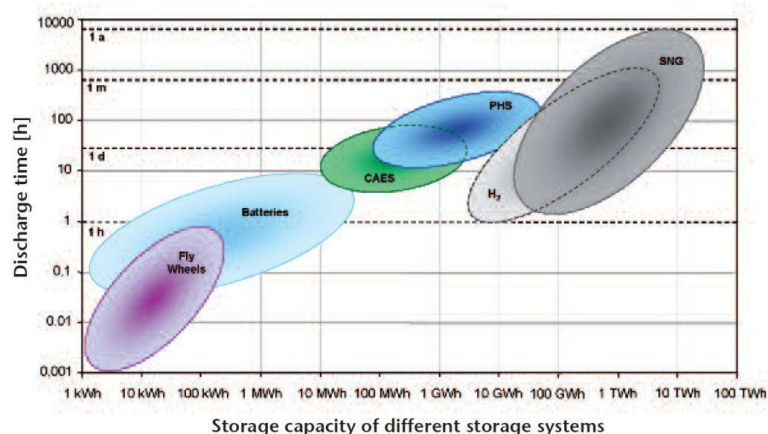
TÍTULO 3.- CENTRALES AVANZADAS: INTERCONECTIVIDAD DE REDES Y GAS RENOVABLE

1. INFORME FORSCHUNGSVERBUND ERNEUERBARE ENERGIEN (RENEWABLE ENERGY RESEARCH ASSOCIATION) (FVEE-AEE TOPICS 2009) "STORING BIOENERGY AND RENEWABLE ELECTRICITY IN THE NATURAL GAS GRID"

Según el informe de la FVEE-AEE Topics, de 2009 'Storing bioenergy and renewable electricity in the natural gas grid', la mayoría de las energías renovables son convertidas a electricidad, en su forma transportable. Mientras que la electricidad sólo puede ser almacenada directamente de forma limitada. Las tecnologías de almacenamiento de electricidad usan las siguientes formas de energía:

- Electric energy (supercapacitors)
- Potencial energy (hydropower, pumped storage power plant)
- Mechanical energy (Compressed air reservoirs, flywheel energy storage systems)
- Electromechanical energy (batteries)
- Chemical energy (fuels)

Los diversos métodos para producir Sustitutos del gas natural (SNG) de las energías renovables y las opciones de uso en diferentes sectores de consumo ofrecen oportunidades para una fusión de la red eléctrica, red de gas y los sectores energéticos de movilidad.



CAES: Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicherkraftwerk)
 PHS: Pumped Hydro Storage (Pumpspeicherwerk)
 H₂, SNG: Die Untertage-Ausspeicherung beinhaltet die Rückverstromung in GuD-Kraftwerken (Gas- und Dampf)

Diagrama 22. - Storage capacity of different storage systems

FVEE-AEE Topics. 'Storing bioenergy and renewable electricity in the natural gas grid'. (2009).
http://www.etogas.com/fileadmin/user_upload/Publikationen/Wind2SNG_ZSW_IWES_SolarFuel_FVEE.pdf

Electricidad y SNG se pueden convertir el uno al otro de forma bidireccional y tienen una infraestructura completamente establecida, con una capacidad de almacenamiento de gas estacional.

También, el H₂ puede ser creado de forma descentralizada desde ambos portadores de energía, sin tener que depender de un sistema de distribución de H₂ generalizada con altos costos de infraestructura.

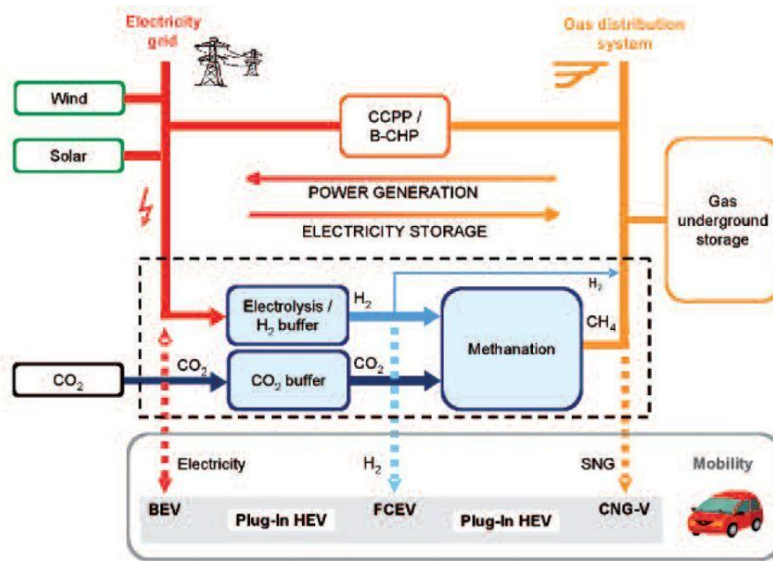
El concepto presentado posee las siguientes características destacadas:

- La Generación de SNG permite un almacenamiento estacional de la energía renovable. Mientras que la capacidad de almacenamiento de la red eléctrica en Alemania es actualmente sólo aprox. 0,04 TWh, con una cobertura de almacenamiento de menos de una hora, la capacidad de almacenamiento de la red de gas en Alemania es de más de 200 TWh con una cobertura de almacenamiento de meses.
- El viento, como concepto SNG, puede proporcionar energía de equilibrio positivo y negativo para estabilizar la red eléctrica (conversión de la SNG a la electricidad y el aumento / disminución de la electrólisis).
- Mediante la expansión de la energía eólica (en particular en alta mar), en el futuro, los niveles de potencia de vientos fuertes estarán disponibles más y más a menudo, y aunque no puede ser absorbido totalmente por la red eléctrica, pero si como SNG en la red de gas existente.
- La Generación de SNG de CO₂ y H₂, a diferencia de bio-SNG, no está sujeto a restricción alguna por motivos de superficie al cultivo de biomasa.
- SNG puede ser producido a partir de diversas formas de energía renovable (biomasa, eólica / solar electricidad, etc).
- La combinación de los recursos de biomasa y electricidad a partir de energía renovable permite al carbono de la biomasa ser transferido casi por completo en carbono de combustible, aumentando así significativamente la cobertura de los combustibles a partir de biomasa (por ejemplo, duplicando el rendimiento del metano a partir de una planta de biogás).

Methanation reactions			
3 H ₂ + CO	→ CH ₄ + H ₂ O(g)	ΔH _R = -206 kJ/mol	(Equation 1)
4 H ₂ + CO ₂	→ CH ₄ + 2 H ₂ O(g)	ΔH _R = -165 kJ/mol	(Equation 2)
CO-Shift-Reaktion			
H ₂ O(g) + CO	→ H ₂ + CO ₂	ΔH _R = -41 kJ/mol	(Equation 3)

Ilustración 37.- Biogas to SNG. BioSyngas to SNG

FVEE-AEE Topics. 'Storing bioenergy and renewable electricity in the natural gas grid'. (2009). http://www.etogas.com/fileadmin/user_upload/Publikationen/Wind2SNG_ZSW_IWES_SolarFuel_FVEE.pdf



CCPP: Combined Cycle Power Plant
 B-CHP: Block-Type Combined Heat and Power Station
 BEV: Battery Electric Vehicle
 FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle
 CNG-V: Compressed Natural Gas Vehicle
 Plug-In HEV: Plug-In Hybrid Electric Vehicle; Especial: Plug-In Electric Drive Motor Vehicles/Range-Extended Electric Vehicle

Ilustración 38.- Wind to SNG concept for bidirectional coupling of the electricity and gas grids with a link to the mobility consumption sector.

FVEE-AEE Topics. ‘Storing bioenergy and renewable electricity in the natural gas grid’. (2009). http://www.etogas.com/fileadmin/user_upload/Publikationen/Wind2SNG_ZSW_IWES_SolarFuel_FVEE.pdf

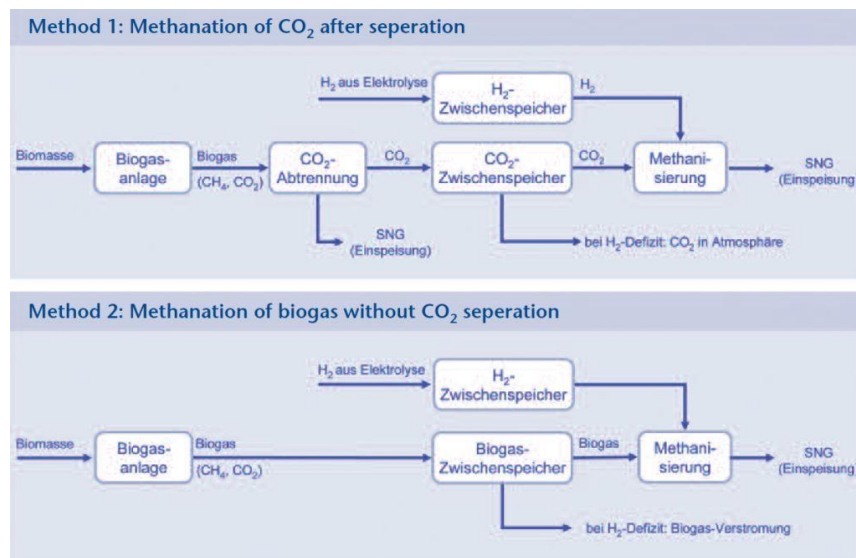


Ilustración 39.- Biogas-Wind to SNG. Increasing the methane yield from biogas systems by adding H₂ and subsequent methanation.

FVEE-AEE Topics. ‘Storing bioenergy and renewable electricity in the natural gas grid’. (2009). http://www.etogas.com/fileadmin/user_upload/Publikationen/Wind2SNG_ZSW_IWES_SolarFuel_FVEE.pdf



Ilustración 40.- BioSyngas/Wind to SNG. Container-integrated wind to SNG system with electrolysis stack and methanation device

FVVE-AEE Topics. '*Storing bioenergy and renewable electricity in the natural gas grid*'. (2009). http://www.etogas.com/fileadmin/user_upload/Publikationen/Wind2SNG_ZSW_IWES_SolarFuel_FVVE.pdf

TÍTULO 4.- CO₂

1. INFORME IEA CCS RETROFIT “ANALYSIS OF THE GLOBALLY INSTALLED COAL-FIRED POWER PLANT FLEET” 2012

Las principales conclusiones y recomendaciones del estudio⁴⁰ se pueden resumir de la siguiente manera:

- La gestión de las emisiones de CO₂ procedentes de la generación de energía a carbón existentes y nuevas serán esenciales para la mitigación del cambio climático con los menores costes, dado el aumento de los niveles de emisión de CO₂ y la creciente flota mundial de generación de energía a partir del carbón.
- Sobre la base de los datos disponibles, una parte significativa de la flota actual de energía de carbón puede ser considerado atractivo para el reequipamiento del *coal capture sequestration (CCS)*.
- Diez países concentran más del 85% de las emisiones globales de CO₂ de energía de carbón generación, aunque los perfiles de sus flotas nacionales son muy diferentes.
- La flota de carbón en China, Japón y Corea es joven, basado en un alto porcentaje de unidades de generación individuales, con grandes capacidades de generación, y en parámetros de vapor, modernos. Desde una perspectiva fundamentalmente técnica, estas flotas deben considerarse muy ventajosas para la remodelación de CCS.
- A partir de esta evaluación, impulsada por la tecnología única de Asia, los Estados Unidos y Europa tendrán un papel clave en el contexto de las consideraciones de adaptación en las próximas décadas:
 - Una fracción significativa de las flotas de las plantas de energía de carbón en los Estados Unidos y Europa es relativamente antigua. Las desmantelamientos de capacidad de red, probablemente dominarán las ambas regiones. Dado el tamaño de su flota existente, se necesitará ambas regiones para evaluar cuidadosamente la viabilidad de adaptación, para mejorar el rendimiento de la planta, mientras que simultáneamente se incrementa la CCS.
 - India probablemente, se enfrentará a drásticas nuevas adiciones netas de capacidad, hasta 2035, lo que luego hará que sea el segundo mayor productor de carbón en todo el mundo. La flota actual se caracteriza por un alto porcentaje de pequeñas unidades con bajo rendimiento, lo que hará que sea importante para promover los niveles de eficiencia más elevados. Sin embargo, otros factores, tales como la aceptación general de CCS como parte del mix energético, tienen que mejorar con el fin de aumentar el potencial de adaptación de la India.

⁴⁰ iea CCS RETROFIT. ‘Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet’. (2012). https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CCS_Retrofit.pdf

- Las flotas de Japón y Corea son las plantas jóvenes, grandes y modernas, pero las limitaciones a la potencial de la CCS puede ser influenciada por otros factores, tales como la disponibilidad de almacenamiento.
- El tamaño de la flota de la planta de energía de carbón actual en China, y las tasas de crecimiento esperadas, sugieren que la gestión de las emisiones de CO₂ relacionadas, serán de suma importancia para el cumplimiento de los objetivos climáticos. Casi tres cuartas partes de las plantas eléctricas de carbón operativas en China, son comparativamente jóvenes y grandes, y por lo tanto, son potencialmente atractiva para el reequipamiento CCS. Los estudios indican una quinta parte de estas plantas podrían ser muy atractivas para los reequipamiento, pero hay incertidumbres. Dado el tamaño y el perfil de la flota china, un análisis más detallado, proporcionaría más detalles sobre el potencial técnico y económico. Esto también ayudaría a eliminar incertidumbres y limitaciones debido a la imprecisión de los datos.
- A raíz de estas evaluaciones técnicas, más exámenes en la región-específica y factores específicos de mercado, se realizarán con los respectivos países. Un examen de estos factores, se acercaría a un nivel más realista, como se indica en la ilustración. Esto también permitiría el establecimiento de políticas adecuadas para activar su potencial real.

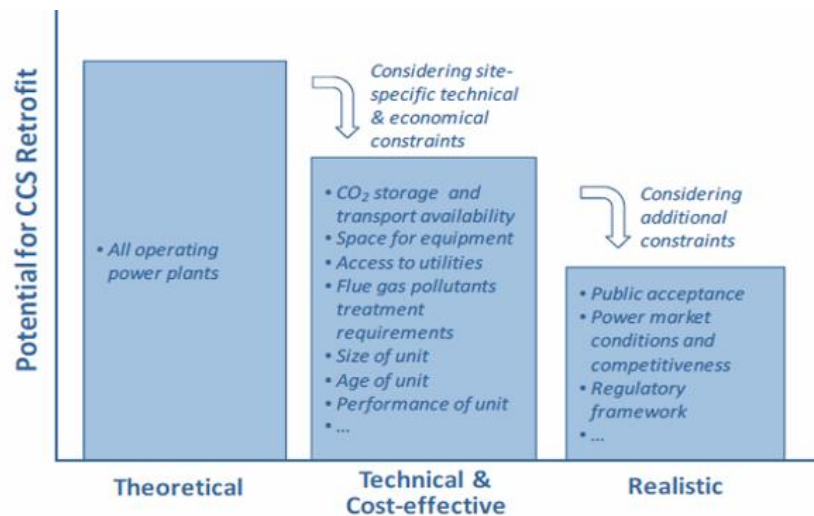
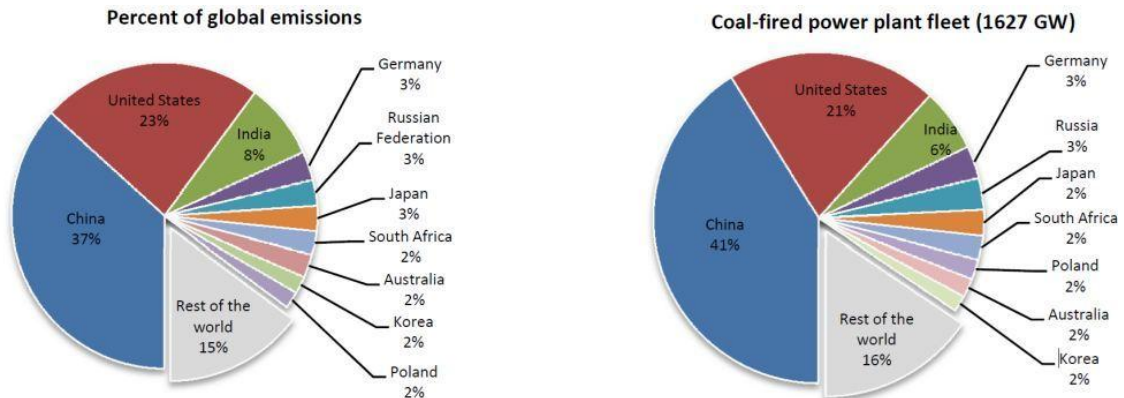


Ilustración 41.- Definitions of retrofit potential

IEA. International Energy Agency. CCS RETROFIT. ‘Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet’. (2012).

https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CCS_Retrofit.pdf

- Para evitar un futuro vertido de cantidades significativas de las emisiones de CO₂, todas las nuevas plantas deben estar equipadas con CCS. Si ese no es el caso, es especialmente importante tener en cuenta, en la construcción de nuevas plantas de energía de carbón, se haga de una manera que permita un reequipamiento a CCS económico en una etapa posterior.



Source: IEA, 2010b.

Ilustración 42.- Breakdown of global CO₂ emissions from coal/peat through the production of electricity, heat, and power generation capacity.

IEA. International Energy Agency. CCS RETROFIT. 'Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet'. (2012).

https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CCS_Retrofit.pdf

TÍTULO 5.- COGENERACIÓN Y PILAS DE COMBUSTIBLE

1. INFORME US ENVIROMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA) “COMBINED HEAT AND POWER: A CLEAN ENERGY SOLUTION” AGOSTO DE 2012

Según el informe ⁴¹, *el calor y la electricidad combinados (CHP)*, es un enfoque eficaz y limpio para la generación de energía eléctrica y energía térmica útil, a partir de una sola fuente de combustible.

En lugar de la compra de electricidad de la red de distribución y la quema de combustible en un in situ (horno o caldera para producir energía térmica), una instalación industrial o comercial puede utilizar CHP para proporcionar tanto los servicios de energía de alta eficiencia energética en un solo paso.

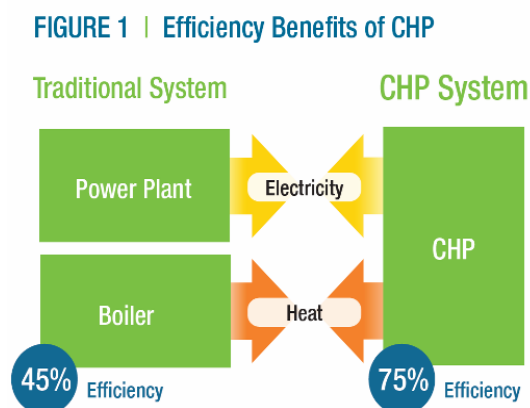


Ilustración 43.- Efficiency Benefits of CHP.

US Environmental protection agency (epa). ‘*Combined heat and power: a clean energy solution*’. (Agosto 2012). http://www.epa.gov/chp/documents/clean_energy_solution.pdf

El promedio la eficiencia de la generación de energía en los Estados Unidos se ha mantenido en 34 por ciento desde la década de 1960; en los EE.UU, la energía que se pierde en el calor perdido, de la generación de energía, es mayor que el uso de la energía total de Japón.

El sistema CHP capta esta energía perdida, utiliza los residuos para proporcionar calefacción y refrigeración a las fábricas y empresas, ahorrándoles dinero y mejora el medio ambiente. Esta tecnología es más limpia, disponible en el mercado, y se dirige directamente a una serie de prioridades nacionales, incluyendo la mejora de la competitividad de la fabricación en los

⁴¹ US Environmental protection agency (epa). (Agosto 2012). *Combined heat and power: a clean energy solution*. http://www.epa.gov/chp/documents/clean_energy_solution.pdf

EE.UU., aumenta de la eficiencia energética, reduce emisiones, mejora la infraestructura energética, y mejora de la seguridad energética y el crecimiento de la economía.

Aunque la tecnología CHP ha estado en uso en los Estados Unidos, de una forma u otra por más de 100 años, sigue siendo un recurso subutilizado en la actualidad. CHP representa actualmente aproximadamente el 8 por ciento de la capacidad de generación de EE.UU. en comparación con más del 30 por ciento en países como Dinamarca, Finlandia y los Países Bajos.

Su uso en los EE.UU. se ha limitado, sobre todo en los últimos años, por una multitud de barreras de mercado y no de mercado. Sin embargo, las perspectivas para un mayor uso de la cogeneración es bueno; los responsables políticos a nivel federal y estatal están empezando a reconocer los beneficios potenciales de la CHP y el papel que podría desempeñar en los servicios de suministro de energía limpia, confiable y rentable para la industria y los negocios. Un gran número de estados han desarrollado innovadores enfoques para aumentar el despliegue de la cogeneración, para el beneficio de los usuarios, los servicios públicos y contribuyentes.

El CHP está siendo visto como una inversión productiva de algunas empresas, frente a los costes significativos para actualizar carbón anticuado y calderas de fuel-oil. Además, puede proporcionar una fuente rentable de alta eficiencia de nueva capacidad de generación.

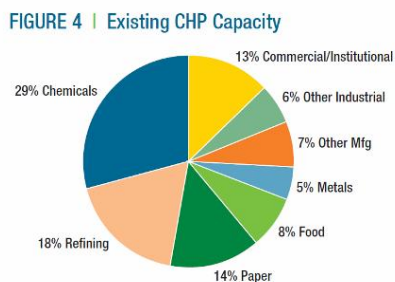


Ilustración 44.- EEUU existing CHP capacity.2012.

US Environmental protection agency (epa). ‘*Combined heat and power: a clean energy solution*’. (Agosto 2012). http://www.epa.gov/chp/documents/clean_energy_solution.pdf

Por último, la economía de la CHP están mejorando, como resultado de las perspectivas cambiantes en el suministro a largo plazo y el precio del gas natural en América del Norte, un combustible preferido para muchas aplicaciones de cogeneración. Reconociendo los beneficios de la cogeneración y su infrautilización actual como una energía de recursos en los Estados Unidos, la Administración de Obama está apoyando una nueva desafío a alcanzar 40 gigavatios (GW) de nueva, CHP rentable en 2020.

El logro de este objetivo sería:

- Incremento de la capacidad total del CHP en los EE.UU. en un 50 por ciento en menos de una década.
- Ahorro de energía por los usuarios de \$ 10 mil millones al año en comparación con el uso actual de la energía.
- Guardar un cuatrillón de Btu (Quad) de energía - el equivalente al 1 por ciento de toda la energía utilizada en los EE.UU.
- Reducir las emisiones en 150 millones de toneladas métricas de CO₂ al año, equivalente a las emisiones de más de 25 millones de automóviles.
- Resultado de \$ 40 - \$ 80 mil millones en nuevas inversiones de capital en el sector manufacturero y otras instalaciones de Estados Unidos en la próxima década

FIGURE 5 | Henry Hub Natural Gas Prices

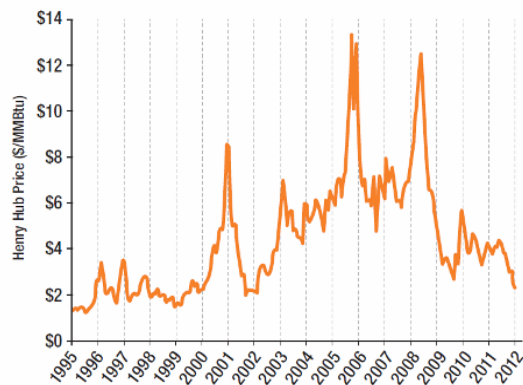


Ilustración 45.- Henry Hub Natural Gas Prices

US Environmental protection agency (epa). ‘*Combined heat and power: a clean energy solution*’. (Agosto 2012). http://www.epa.gov/chp/documents/clean_energy_solution.pdf

Este objetivo se puede lograr mediante la promoción de asociaciones de servicios públicos con la Industria de cogeneración, para reducir el riesgo para los usuarios potenciales, el fomento de la eficacia y la políticas innovadoras de cogeneración y la financiación, así como fomentar la cogeneración de alta eficiencia, para ser utilizado en áreas donde se necesita nueva capacidad de generación. El *Departamento de EE.UU. de Energía (DOE)* convocará una serie de talleres para fomentar un diálogo nacional en el desarrollo y aplicación de políticas y mejores prácticas de inversión del Estado, modelos que abordan las múltiples barreras a una mayor inversión en energía industrial, la eficiencia y la cogeneración.

EL informe proporciona una base para los debates nacionales sobre formas eficaces de llegar al objetivo de 40 GW, e incluye un resumen de las cuestiones clave que afectan actualmente al



despliegue CHP y los factores que deben tenerse en cuenta por las partes interesadas para participar en el diálogo.

CONCLUSIONES

Combined Heat & Power (CHP), es una solución probada para satisfacer la creciente demanda de energía de manera eficiente, limpia y económica. CHP es una solución de energía más limpia que se dirige inmediatamente a un serie de prioridades nacionales, incluyendo la mejora de la competitividad de EE.UU. fabricación, aumento de la eficiencia energética, reducción de emisiones, la mejora de la infraestructura energética, la mejora de la seguridad energética y el crecimiento de la economía.

La Administración Obama está apoyando un objetivo nacional de alcanzar 40 GW CHP nuevos en los Estados Unidos a finales de 2020. Este desafío coincide con la línea de los objetivos marcados por la eficiencia energética industrial y producción combinada de calor y *Grupo de Trabajo de Energía de la Red de Acción del Estado y la Eficiencia Energética Local (SEE Acción)*, que se centra en la promoción de la eficiencia energética industrial y CHP.

El logro de esta meta requeriría un aumento significativo en el nivel de desarrollo de la cogeneración en los últimos años, pero el ritmo de desarrollo, sería comparable con períodos de finales del 1980 hasta mediados de la década de 1990, y de nuevo en la década de 2000 cuando los paisajes de mercado y de política fueron más favorables hacia la CHP. Para satisfacer esta meta para el año 2020, las barreras para el desarrollo de la cogeneración deben ser eliminados, y políticas eficaces, programas y oportunidades de financiación promovidas.

Un adicional de 40 GW de CHP (aproximadamente el 50 por ciento más que el actual niveles de capacidad de EE.UU. CHP) ahorraría 1 Quad de energía (equivalente al 1 por ciento del consumo total anual de energía en los EE.UU.), reduciría el CO₂ en 150 millones de toneladas métricas toneladas al año (equivalente a las emisiones de más de 25 millones de automóviles), y ahorraría energía a los usuarios en torno a 10.000 millones \$ al año en relación con las fuentes de energía existentes. El logro de este objetivo también daría lugar a \$ 40 - 80 millones de dólares en nuevas inversiones de capital, en el sector manufacturero y otras instalaciones en Estados Unidos en la próxima década.

TÍTULO 6.- ENERGÍA MARINA E HIDRÁULICA

1. INFORME 4TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON OCEAN ENERGY (ICOE) “WEC TECHNOLOGY READINESS AND PERFORMANCE MATRIX – FINDING THE BEST RESEARCH TECHNOLOGY DEVELOPMENT TRAJECTORY” 17 OCTOBER, DUBLIN

Los niveles de desempeño en tecnología se han establecido e identificado como una métrica eficaz para la cuantificación de los resultados económicos de los sistemas de *Wave Energy Converter (WEC)*.

En combinación con los niveles de preparación de *la Matriz Technology Readiness Levels (TRL) - Technology Performance Levels (TPL)*, se ha introducido y empleado como un medio para la visualización, evaluación y comparación, de las trayectorias de desarrollo de tecnología del WEC.

Además, la matriz sirve como un mapa de valor WEC para la visualización, cuantificación y comparación del estado de desarrollo de la tecnología en relación con la disponibilidad comercial en general y los resultados económicos.

Sobre la base de una caracterización de la situación actual de la tecnología WEC en todo el mundo y la consideración de las trayectorias de desarrollo realistas alternativas, se ha propuesto un enfoque de desarrollo de acuerdo con el principio rector de "*rendimiento antes de la preparación*" y se encontró que entrega un beneficio significativo, sobre el estado del arte, en relación con el tiempo de desarrollo, costo, riesgo y desempeño de la tecnología resultante.

Se han identificado herramientas y métodos clave para la implementación de un camino de desarrollo mejorado; estos incluyen principalmente:

- Herramientas de evaluación del desempeño de Tecnología y cuantificación relacionada con métrica TPL.
- Simulación sistema tecno- económico integrado y optimización de herramientas.
- Técnicas de desarrollo de la tecnología y la innovación entre conceptuales.
- En resumen y al más alto nivel , se concluye que los ingredientes clave para el desarrollo de la tecnología WEC tenga éxito son :
 - Maestría de información objetiva, efectiva, sofisticadas herramientas de evaluación del desempeño WEC
 - El desarrollo efectivo de valor por dinero, de la tecnología de investigación (I + D) con cuestiones básicas de sistemas flexibles en TRL del 1 al 4

- Centrado refinamiento tecnológico, subsistema y demostración del sistema integrado con cuestiones básicas de sistemas fijos en TRL 5 a 9
- Interactuación, aún paralelos y separados, de subprocesos del proceso y las estructuras de capacidad de desarrollo de la tecnología de investigación independiente (RTD) y la ingeniería, obtención y construcción (EPC)
- En RTD preguntas fundamentales. Innovar y sacar provecho de la adquisición de conocimiento
- En EPC apoyarse en fundamentos. Implementar y entregar.

El enfoque de desarrollo descrito, con el apoyo de las herramientas de desarrollo y de evaluación pertinentes, tiene el potencial de ofrecer beneficios significativos para el tiempo de desarrollo del sistema, los costes de desarrollo y el riesgo de desarrollo, así como para el éxito del desarrollo que resulta en forma de sistemas WEC de alcanzar los niveles de rendimiento de alta tecnología (TPL) a niveles de preparación de alta tecnología (TRL), que ofrece un rendimiento económico a la disponibilidad comercial.

Independientemente del número de actores del desarrollo de la WEC, de la diversidad en la tecnología de energía de las olas, es probable que reduzca y se centran en torno a un múltiplo de las familias de tecnología de alto rendimiento. Por lo tanto, puede esperarse la consolidación de la industria.

Además del aumento de la competitividad entre las tecnologías de energía de las olas, la competitividad de las tecnologías de energía de las olas con otras tecnologías de energía renovable y tecnologías de energía en su conjunto será más relevante. Se espera que una métrica de rendimiento objetivo sea beneficioso para guiar este proceso de consolidación y competencia.

Por último, la búsqueda de la mejor trayectoria de desarrollo de la tecnología de investigación, claramente es un problema de optimización, un reto en sí mismo.

Dentro del proceso de desarrollo, que no siempre es evidente, apunta donde el mayor gradiente TPL, a la hora de tomar decisiones cruciales en la dirección tecnológica, implementación de diseño de ingeniería , la estrategia operativa , la asignación de presupuesto para el desarrollo, recursos humanos y desarrollo de conocimientos especializados, la financiación, asociación corporativa y estratégica y muchos más.

Por otra parte, los gradientes locales, ostensiblemente aparentes, de los logros y los planos de oportunidad, sobre las coordenadas TRL- TPL, deben apuntar hacia diferentes partidas de progresión, respecto a la mejor trayectoria de desarrollo de tecnología de investigación, para

llegar a la tecnología comercial de alto rendimiento económico. De hecho, dependiendo de la definición fundamental de las trayectorias de desarrollo de objetivos, puede divergir considerablemente, sujeta a la priorización del desarrollo de la tecnología o de los objetivos de desarrollo de la empresa.

Se espera que este documento ofrezca una contribución a la mejora de los procesos de desarrollo de tecnología de investigación WEC, hacia la obtención de resultados más altos del rendimiento de la tecnología.

TÍTULO 7.- EÓLICA

1. INFORME THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION “PURE POWER – WIND ENERGY TARGETS FOR 2020 AND 2030” 2011

La Directiva Europea de 2009⁴² exige a todos los Estados Miembros a que presenten planes nacionales de Acción de Energías Renovables (PANER) a la Comisión Europea antes del 30 de junio de 2010. Para el 4 de enero de 2011, se habían presentado los 27 PANER.

Los PANER, que siguen un modelo elaborado por la Comisión Europea, indican estimaciones del consumo final bruto de todos los tipos de energía (tanto renovables como no renovables), para cada año entre 2010 y 2020. También contienen los aportes esperados de los diferentes tipos de energía para los tres sectores de la energía: calefacción / refrigeración, electricidad y de transporte. Además, indican un objetivo para cada tecnología de energía renovable, tanto en tierra como la energía eólica marina, y especifican la capacidad total instalada (MW) y la producción de energía eléctrica (MWh), para cada año.

Añadiendo los 27 PANER, con 213 GW de capacidad instalada, se prevé que la energía eólica produzca 495 TWh de electricidad en 2020. Teniendo como escenario de eficiencia energética de los PANER 27, se prevé que la demanda bruta de electricidad de la UE crezca a 3.529 TWh en 2020. La energía eólica podría satisfacer el 14% de la demanda de la UE.

⁴² Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.

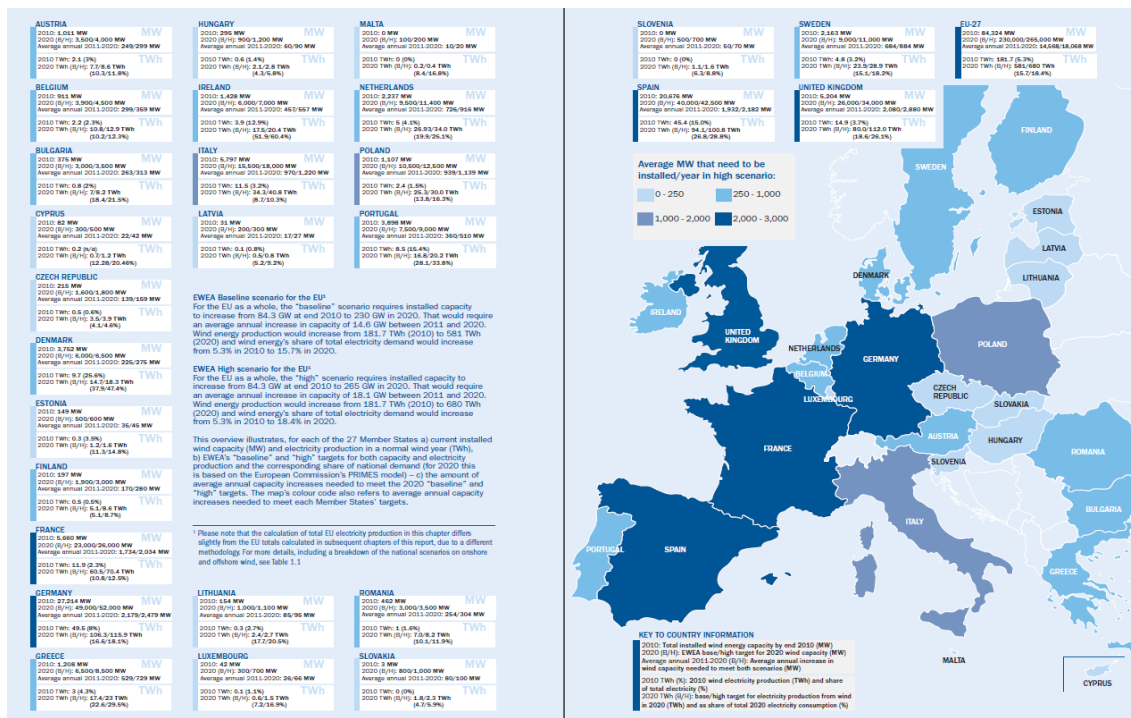


Ilustración 46.- Baseline scenarios from the European Commission, the EU Member States and the International Energy Agency.

The European Wind Energy Association. 'Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030'. (2011). www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf

1.1. INSTALACIONES ACUMULATIVAS Y ANUALES GLOBALES PARA 2010.

De acuerdo con el Consejo Global de Energía Eólica (GWEC), 38,3 GW de capacidad de energía eólica se instaló a nivel mundial durante en el 2010, alcanzando un total de 197 GW. El mercado global anual para turbinas de viento disminuyó un 1,3% en 2010, tras un crecimiento del 46% en 2009, 37% en 2008 y 31% en 2007. En los últimos cinco años, el mercado anual de turbinas eólicas ha crecido en un 151% a partir de 15,2 GW en 2006 a 38,3 GW en 2010. La capacidad eólica total instalada, aumentó de 74 GW a 197 GW en el mismo período.

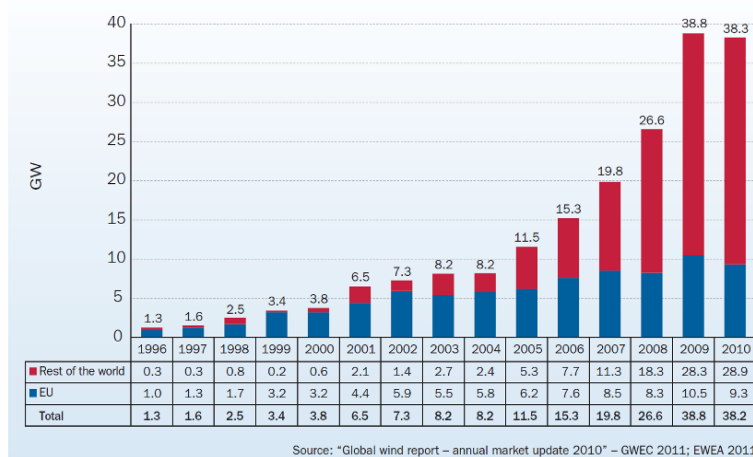


Ilustración 47.- Global Annual Wind Power Capacity (1996 - 2010)

The European Wind Energy Association. 'Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030'. (2011). www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf

En todo el mundo, la energía eólica continúa expandiéndose rápidamente, y sigue un camino de desarrollo similar al de otras fuentes de energía que son ahora la corriente principal.

En cuanto a la última década, la nueva capacidad mundial de energía eólica ha superado, con mucho, la nueva capacidad nuclear. El mundo ha instalado casi un 50% más de energía eólica en 2010 (38,3 GW) que nuclear en la última década (26,1 GW).

Aunque las adiciones anuales de capacidad es un buen indicador de la actividad económica, la industria manufacturera, la creación y los empleos, hacen que la capacidad sea un pobre indicador de la producción de electricidad ya que 1 GW de capacidad de energía eólica, por ejemplo, no produce la misma cantidad de electricidad 1 GW de capacidad nuclear.

En los últimos cinco años, a partir (de 2006 a 2010) de 139 GW de nueva capacidad de energía eólica fue construida a nivel mundial en comparación con 8 GW de nueva capacidad nuclear. 139 GW de nueva capacidad de energía eólica produce electricidad equivalente a 52 reactores nucleares, o 41,5 GW de Capacidad nuclear. Por lo tanto, en promedio, la energía eólica industrial - en términos de electricidad - ha construido el equivalente a más de 10 nuevas plantas de energía nuclear por año en los últimos cinco años.

La capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial en 2009 y 2010 (77 GW), produce electricidad equivalente a 29 plantas de energía nuclear. Por lo tanto, en términos de producción de electricidad, la industria de la energía eólica ha instalado el equivalente de 1,2 centrales nucleares al mes durante los últimos dos años.

1.2. LA ENERGÍA EÓLICA Y LOS ESTADOS MIEMBROS DE LA UE

Alemania (27,2 GW) y España (20,7 GW) continúan siendo líderes indiscutibles de Europa en términos de capacidad de energía eólica instalada. El 57% de la UE de la capacidad instalada se encuentra en los dos países. A finales de 2010, cinco países - Alemania, España, Italia (5,8 GW), Francia (5,7 GW) y el Reino Unido (5,2 GW) - habían pasado 5 GW de capacidad total. 25 de los 27 Estados miembros de la UE utilizan la energía eólica.

En 2010, España (1.516 MW) era la que más energía eólica instalada tenía, seguido de Alemania (1.493 MW). Seguidos por Francia (1.086 MW), Reino Unido (962 MW) e Italia (948 MW). Trece Estados miembros de la UE - Alemania, España, Italia, Francia, Reino Unido, Portugal, Dinamarca, los Países Bajos, Suecia, Irlanda, Grecia, Polonia y Austria - tienen ahora más de 1 GW instalados cada uno.

1.3. EL CRECIMIENTO DE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA

Con 2,9 GW instalados a finales de 2010, la energía eólica marina representó el 3,5% de la capacidad instalada de energía eólica de la UE (frente al 2,7% en 2009) y el 9,5% de la nueva capacidad de producción anual. En 2010, la energía eólica marina representó el 20,5% (€ 2,6 millones) de las inversiones de la UE del total de 2010 (€ 12,7 mil millones). 883 MW de eólica marina se instalaron en 2010, venciendo a la grabación de 582 MW del año anterior.

Históricamente, el principal candidato de la energía eólica marina fue Dinamarca. Pero a finales de 2010, con 458 MW de nuevas instalaciones en alta mar, el Reino Unido se convirtió en el primer país con más de 1 GW de potencia en alta mar. En Europa, en la actualidad hay ocho Estados miembros de la UE y Noruega, con capacidad instalada en alta mar.

1.4. LA CAPACIDAD DE LA ENERGÍA EÓLICA EN COMPARACIÓN CON EL TAMAÑO DEL PAÍS Y DE LA POBLACIÓN

1.4.1. CUOTA DE ENERGÍA EÓLICA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

La capacidad total instalada de energía eólica a finales de 2010 cubriría el 5,3% de la electricidad de la UE-27, la demanda en un año normal viento. La energía eólica en Dinamarca cubre el 26% de su consumo total de electricidad, con mucho, la mayor proporción de cualquier país del mundo. Portugal y España reciben el 15% de la electricidad procedente de la energía eólica, Irlanda 13% y Alemania el 8%.

1.4.2. LA CAPACIDAD INSTALADA POR HABITANTE

Dinamarca encabeza la lista con 686 kW por cada 1.000 personas, seguido de España (450 kW) y Portugal (366 kW).

1.5. LA ENERGÍA EÓLICA Y LAS EMISIONES DE CO₂

En febrero de 2005 el Protocolo de Kyoto entró en vigor y con él, el compromiso de la UE para reducir las emisiones en un 8% para la UE-15 en su conjunto. Para los nuevos Estados miembros (UE-12), el objetivo era entre 6% y 8% - para un promedio de 7,8% a partir de 1990 los niveles de emisión de la UE-27. El compromiso de Kioto es el mismo cada año por lo que el objetivo de reducción es válida para todo el período 2008 - 2012.

La comparación de la ambición de reducción tanto del Protocolo de Kyoto y el paquete de clima y energía de la UE con la evasión de CO₂ por programas de energía eólica que el CO₂ evitadas por la energía eólica ya era equivalente al 28% de la UE de compromiso de Kioto en 2010. Para el 2012, la EWEA estima que la capacidad de energía eólica instalada de la UE evitará el 35% del objetivo de Kyoto. En 2020 el viento debe representar el 31% del objetivo actual del 20% de reducciones de la UE.

1.6. DESARROLLO HISTÓRICO DEL MIX ENERGÉTICO DE LA UE

Entre 2000 y 2010, la capacidad de potencia instalada total de la UE aumentó en un 302,4 GW, alcanzando 877,9 GW a finales de 2010. El cambio más notable en el mix energético durante este período es el aumento del 58% en la capacidad de gas a 212 GW, y el hecho de que la

energía eólica ha aumentado casi siete veces más que en el mismo período - de 13 GW a 84,3 GW.

El gas natural de la capacidad total de la UE se ha incrementado en un 62% desde 2000, alcanzando el 24,2% a finales de 2010. La participación del carbón ha disminuido marginalmente, mientras que el petróleo (hasta 5,3 puntos porcentuales), las grandes centrales hidroeléctricas (un descenso de 4,5 puntos porcentuales) y la energía nuclear (hasta casi ocho puntos porcentuales) han disminuido su participación. La cuota de energía eólica ha aumentado del 2,2% en 2000 a casi el 10% en 2010.

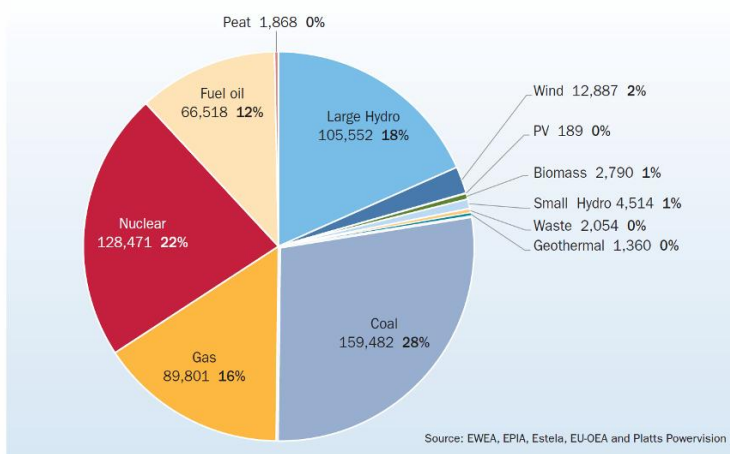


Ilustración 48.- EU Power Capacity Mix (2000) - Total 575.5 GW

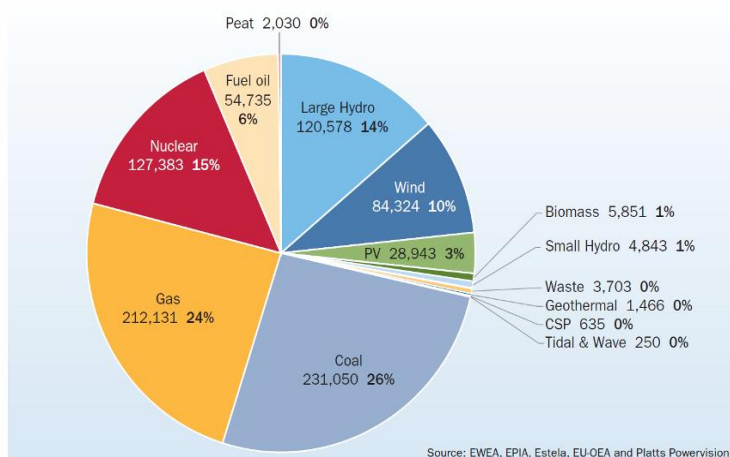


Ilustración 49.- EU Power Capacity Mix (2010) - Total 877.9 GW

The European Wind Energy Association. 'Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030'. (2011). www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf

Durante el período de 10 años, capacidad neta aumentó un 200,3 GW. El crecimiento del gas (118,2 GW) y la eólica (74,7 GW) se produjo a expensas de fuel oil (hasta 13,2 GW), el carbón (hasta 9,5 GW) y la energía nuclear (un 7,6 GW). En 2010, el 56,4 GW de nueva capacidad se instaló en la UE- 27. La mayor parte de esta capacidad (28,3 GW - 50,1 %) fue el gas, haciendo de 2010 un año excepcional para las instalaciones de gas. Además GW8 13 (23 %) de la capacidad de la energía solar fotovoltaica se ha instalado y 9,3 GW (16,5 %) del viento.

La energía eólica ha aumentado su cuota de capacidad de potencia total en la UE hasta el 9,6 % en 2010. El 27,7% de toda la capacidad de potencia instalada desde el año 2000 ha sido la energía eólica, lo que lo convierte en el segundo mayor contribuidor a la nueva capacidad de la UE en los últimos diez años a partir de gas natural (48,3 %). 10,6 % de toda la nueva capacidad a lo largo del período de diez años fue la energía solar fotovoltaica, el 6,2% era el carbón, el 2,7 % de aceite de combustible era, un 1,5% las grandes centrales hidroeléctricas, el 1,2% de la biomasa y la energía nuclear el 0,7 %.

En 2010, se instaló en la UE la producción de capacidad más renovable que nunca. Con 23.719 MW de nueva capacidad de generación, renovables representaron el 42% de la capacidad total instalada nueva. Aunque la participación de nueva capacidad instalada de energías renovables disminuyó en 2010 debido al año excepcional para el gas, que fue el cuarto año consecutivo que las energías renovables tienen representado más del 40% del total de las nuevas instalaciones de generar dicha electricidad.

1.7. LA EVOLUCIÓN DE LOS OBJETIVOS ENERGÉTICOS DE VIENTO

El Libro Blanco de la Comisión Europea de 1997 sobre fuentes de energía renovables fijó el objetivo de duplicar la cuota de energía renovable en la combinación energética de la UE del 6% al 12 % en 2010 . Según Eurostat, el consumo de energías renovables en la UE en 2008 ha sido del 10,3%, 1,7 puntos porcentuales por debajo de 2010 del objetivo del Libro Blanco. También incluyó un enlace específico, de 40 GW de energía eólica (2,5 GW en 1995), lo que produciría 80 TWh (4 TWh en 1995) de potencia y ahorrar 72 millones de toneladas de CO₂. A finales de 2010 había 84,3 GW de capacidad de energía eólica instalada en la UE la producción de 181,7 TWh de electricidad. El objetivo de 40 GW se alcanzó en 2005 y el objetivo de Libro Blanco para la producción de energía eólica en 2010 se superó en más de 100 TWh. Otro de los objetivos establecidos en el Libro Blanco era aumentar la producción total de electricidad de fuentes de energía renovables a partir de 337 TWh en 1995 a 675 TWh en 2010. El Libro Blanco prevé la energía eólica para contribuir 22% del aumento de la electricidad renovable. En realidad, la energía eólica aportó el 53 % del aumento (178 TWh).

El Libro Blanco de la Comisión Europea fue seguido por la Directiva 2001/77/CE relativa a la promoción de la electricidad a partir de fuentes de energía renovables. Una vez adoptado en 2001, fue la pieza más importante de la legislación que jamás se haya creado para las energías

renovables y la llevó a los 15 Estados miembros a desarrollar marcos de políticas e instrumentos financieros para fomentar la inversión en energías renovables y hacer frente a las barreras administrativas y las barreras de acceso a la red.

La directiva establece objetivos indicativos nacionales para la contribución de la electricidad a partir de energías renovables como un porcentaje del consumo bruto de electricidad en 2010.

El objetivo general es aumentar la cuota procedente de energías renovables del 14 % en 1997 al 22,1% en 2010. Con la ampliación, el objetivo 2010 se redujo a 21 %. En sus Planes de Acción de Energía Renovable Nacional, los 27 Estados miembros de la UE estiman que la producción renovable de electricidad alcanzaría 640 TWh en 2010 o el 19 % del consumo, pasando muy objetiva la electricidad de la Directiva.

En 2007, debido a la expansión de la UE con diez nuevos Estados miembros, EWEA aumentó su objetivo para 2010 a 80 GW, mientras que mantiene su objetivo para 2020 de 180 GW y el establecimiento de un objetivo de 300 GW en 2030.

En marzo de 2007, los 27 Jefes de Estado de la UE acordaron por unanimidad un objetivo vinculante del 20 % de energías renovables en 2020. Tras la adopción de 2009 sobre energías renovables de la UE, que , para la electricidad, tiene como objetivo aumentar el porcentaje de electricidad procedente de fuentes renovables de 15% en 2005 al 34% en 2020, EWEA 03 2009 volvió a plantear la meta 2020 para la energía eólica a 230 GW, incluyendo 40 GW en alta mar y su meta 2030 a 400 GW, incluyendo 150 GW offshore. Estos siguen siendo los últimos objetivos de EWEA 2020 y 2030.

Al cierre del 2010, el 84,3 GW de capacidad de energía eólica estaba operando en la UE, de los cuales 81,5 GW en la UE- 15. Por lo tanto, EWEA ha subestimado el mercado eólico de 6,5 GW en 2003, cuando se puso fin un objetivo de 2010.

En el escenario que EWEA publicó, esperaba las instalaciones para llegar a 82,5 GW a finales de 2010. Así, la capacidad total se subestimó en casi un 2 GW. EWEA espera que el total de las instalaciones anuales en 2009 a ser 8,6 GW y 9,2 GW en 2010, mientras que el mercado real fue mayor, en 10,5 GW en 2009 y 9,3 GW en 2010.

En la UE, la potencia eólica instalada acumulada ha aumentado en un promedio del año un 17% respecto al año durante la última década, pasando de 17,3 GW en 2001 a 84,3 GW en 2010. En términos de instalaciones anuales, el mercado de la UE para las turbinas eólicas ha crecido en un promedio del 7 % anual durante el mismo período, de 4,4 GW en 2001 a 9,3 GW en 2010.

1.8. LOS ESCENARIOS DE REFERENCIA DE LA COMISIÓN EUROPEA, LOS ESTADOS MIEMBROS DE LA UE Y LA AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA

La Comisión Europea publica escenarios para el desarrollo de diversas tecnologías de generación de electricidad, incluyendo la energía eólica mediante su PRIMES modelo energético. En 1996, antes de adoptar su objetivo del Libro Blanco de 40 GW de energía eólica para el año 2010, la Comisión Europea estima que 8 GW se instalaría en 2010 en la UE. El 8 GW se alcanzó once años antes, en 1999 y en instalaciones reales alcanzó diez veces más, o 81,5 GW en 2010 (en la UE- 15). El objetivo de la Comisión para 2020 se fijó en 12,3 GW y alcanzó dos décadas antes de lo previsto, en 2000.

Desde 1996 , la Comisión Europea ha cambiado su escenario de referencia seis veces. Durante el período de diez años entre 1996 y 2006, sus objetivos para la energía eólica en 2010 y 2020 aumentaron gradualmente por diez - de 8 GW a 79 GW (para 2010) y de 12 GW a 129 GW (2020). Más recientemente, en 2009, la Comisión Europea actualizó sus escenarios basados en el modelo PRIMES. En su nuevo escenario de referencia, la Comisión espera que 222 GW de eólica a instalar en 2020, el 72% y casi 100 GW más que en su escenario de 2008. Su proyección es de 2 030 280 GW de capacidad de energía eólica, con un incremento del 92% en comparación con su estimación de tan sólo un año antes.

Paralelamente a las proyecciones de la Comisión Europea, los Estados miembros de acuerdo con la Directiva de Energías Renovables 2009 se requirió de forma individual que presentaran planes de acción nacionales sobre energías renovables (PANER) que detallaran los objetivos para cada tecnología renovable en 2020. Tomando los 27 PANER juntos, instalado capacidad de energía eólica en 2020 se pronostica en 213 GW, de los cuales 43 GW offshore¹⁵.

La Agencia Internacional de Energía (AIE) publica también escenarios para el desarrollo de la energía eólica. En 2002 , la AIE estima que 33 GW se instalaría en Europa en 2010 , 57 GW en 2020 y 71 GW en 2030. Dos años más tarde, en 2004 , duplicó su pronóstico de viento a 66 GW en 2010 y más que duplicó su 2020 y 2030 escenario para la energía eólica en la UE a 131 GW y 170 GW , respectivamente. En 2006, la IEA volvió a aumentar sus objetivos para 2020 y 2030 para la energía eólica en la UE. La AIE revisó subsecuentemente al alza su objetivo de 2030 en 2008 y 2009. En 2010, en su World Energy Outlook, la AIE elevó de nuevo sus objetivos de energía eólica a 199 GW en 2010 y 263 GW.

	1995	2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030
European Commission scenarios									
EC 1996		4,38	6,1		8	10	12		
EC 1999			15,3		23		47		
EC 2003					70		95		120
EC 2004					73		104		135
EC 2006					79	104	129	166	185
EC 2008					71	92	120	137	146
EC 2009					86	144	222	248	280
National Renewable Energy Action Plans									
NREAPs					85	143	213		
IEA scenarios									
IEA 2002					33		57		71
IEA 2004					68		131		170
IEA 2006					68	106	150		217
IEA 2008						140	183	211	232
IEA 2009						138	183	220	241
IEA 2010 new policies				65		149	199	235	263
IEA 2010 current policies						192		245	
EWEA scenarios									
EWEA 1997					40				
EWEA 2000					60		150		
EWEA 2003					75		180		
EWEA 2007					80	125	180	166	300
EWEA 2009					82.5	143	230	324	400
EWEA 2011						141	230	324	400
Real market figures									
	2,5	12,9	40,5	64,9	84,3				

Ilustración 50.- Wind Scenarios for EU-27 from the European commission (primes), the member states, the IEA and EWEA in GW total capacity.

The European Wind Energy Association. 'Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030'. (2011). www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf

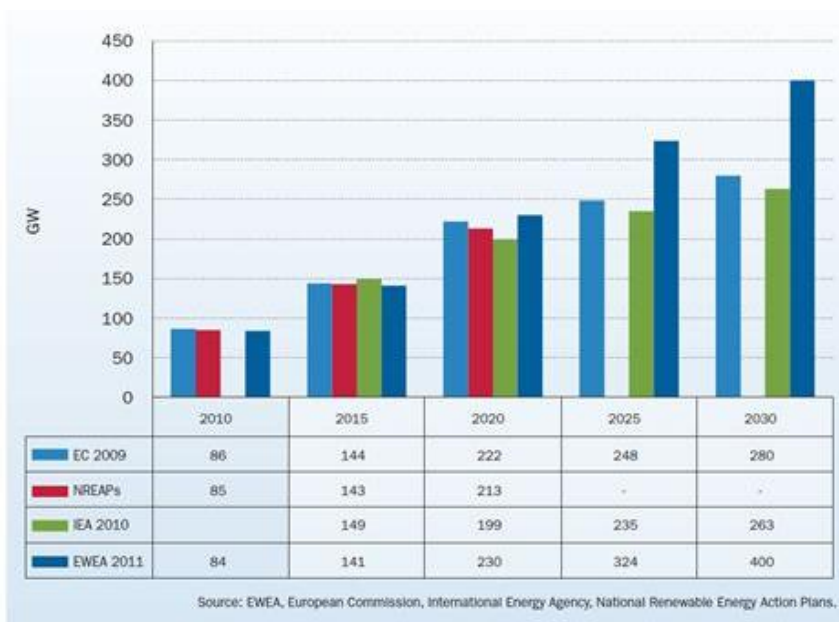


Ilustración 51.- Latest Wind Energy scenarios for EU-27 from the european commission, the member states, the IEA and EWEA (GW total installed capacity).

The European Wind Energy Association. ‘Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030’. (2011). www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf

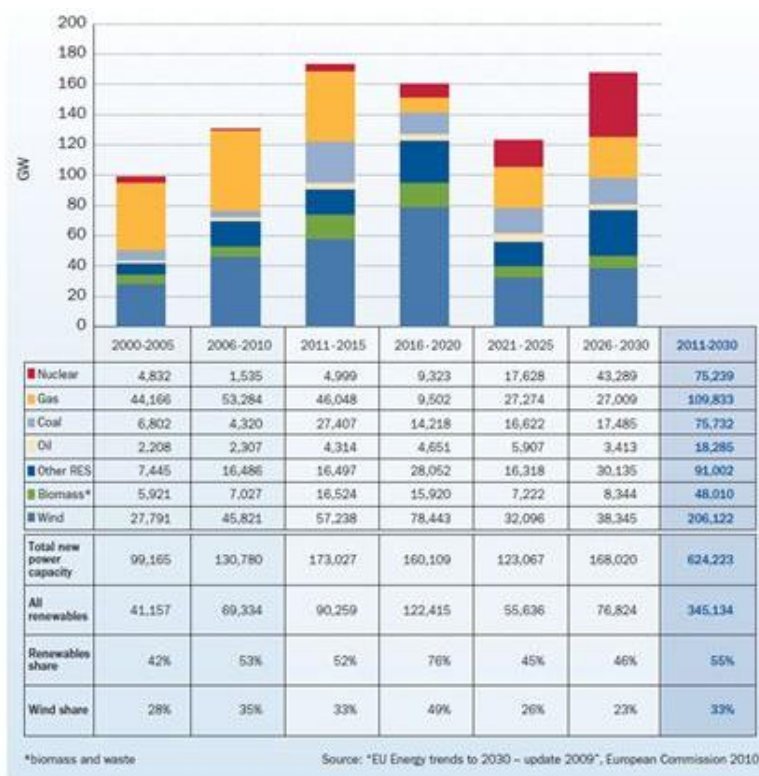


Ilustración 52.- New capacity additions EU 2000 - 2030 according to the european commission's primes model 2009.

The European Wind Energy Association. ‘Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030’. (2011). www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf

1.8.1. TRES PREDICCIONES A CORTO PLAZO PARA EL DESARROLLO DEL MERCADO DE LA ENERGÍA EÓLICA DE LA UE (2011 - 2015)

En 2009 se proyecta un crecimiento de la capacidad de energía eólica divergentes sólo un 3,5 % de previsión de 230 GW de EWEA 2020 - la Comisión prevé 222 GW en 2020 a corto plazo. son similares a la EWEA. La Comisión espera que 144 MW de capacidad de energía eólica que se instalará para el año 2015 tenga un incremento promedio anual de 11,5 GW entre 2011 y 2015 y las previsiones de EWEA sean de 141 GW para ser instalado en el año 2015. Un incremento promedio anual de 11,4 GW.

Está claro que EWEA, que espera un total de 59,8 GW instalado en la Unión Europea durante los próximos cinco años, es más conservador que los tres analistas del mercado independientes. Durante el período de cinco años, EER espera instalar 62,2 GW, HAZ Consulting espera 66,2 GW y BTM Consult espera 85,2 GW.

1.8.2. ¿PUEDE CUMPLIR LO PROMETIDO LA ENERGÍA EÓLICA?

Tras el acuerdo del Consejo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE en un 80-95 % para el año 2050, que ha sido ampliamente debatido si podemos alcanzar nuestro objetivos de carbono sin la construcción de nuevas centrales nucleares. Esa pregunta ya ha sido contestada. La Unión Europea es ya un 16% por debajo de su nivel de emisiones de gases de efecto invernadero y , por lo tanto, para satisfacer al de su objetivo de reducción de 2020 del 20%, sobre todo debido a la rápida expansión de algunas energías renovables como documentado en otros lugares en este informe. Esta reducción de las emisiones de CO₂ de la UE se ha logrado sin la construcción de una planta sola nueva central nuclear. A nivel mundial, el mundo ha instalado nueva capacidad de casi un 50 % más de energía eólica en 2010 solos (38,3 GW) de lo instalado nueva capacidad nuclear en la última década (26,1 GW).

Las nuevas plantas de energía nuclear no son necesarias para satisfacer la demanda futura de Europa por el poder. Ya sea que se construirán es, en última instancia, una cuestión política. Existen más tecnologías de energía renovable rentables, como la energía eólica en tierra y en alta mar y más que están en camino.

Sin embargo, otra pregunta es si podemos cumplir con nuestros objetivos climáticos y energéticos si eliminar las centrales nucleares existentes en Europa y si son o no renovables, según lo sugerido por el gobierno alemán en las consecuencias de la catástrofe nuclear de Fukushima. Alemania, que obtiene el 20 % de su electricidad de la nuclear, sería capaz de hacerlo en una década, a partir de las siete centrales nucleares ya ociosas, según un informe de la Comisión de Ética del Gobierno. Así que lo haría el Reino Unido (16 % nuclear) y España (20% nuclear), probablemente, en tanto que uno podría esperar que tome significativamente más tiempo en Francia, que obtiene el 80 % de su electricidad a partir de energía nuclear.

La eliminación de cualquier capacidad del sistema de energía es probable que aumenten los precios de energía en el corto plazo. El Gobierno alemán estima que los precios de la electricidad doméstica subirían € 0.01/kWh , equivalente a 3 € por mes para un hogar medio alemán si todos los reactores nucleares del país fueron eliminados en 2020.

1.8.3. OBJETIVO DE EWEA DE 2020

El acuerdo de diciembre de 2008 sobre la Directiva de Energías Renovables 2009 es la principal razón por la EWEA incrementó sus objetivos para 2020, en marzo de 2009 de 180 GW a 230 GW y posteriormente aumentó su objetivo de 2030 de 300 GW a 400 GW. La Directiva establece objetivos nacionales vinculantes para la cuota de energía renovable en cada uno de los 27 Estados miembros de la UE en 2020 (véase el gráfico 5.1). Es, con mucho, el esfuerzo legislativo más importante para promover la energía renovable, incluyendo energía eólica, en cualquier lugar del mundo.

La Directiva de Energías Renovables de 2009 ("la Directiva") establece también las trayectorias indicativas para la energía renovable en cada Estado miembro correspondiente a la media de penetración de las energías renovables mínimos durante cuatro períodos dos años (2011-2012, 2013-2014, 2015-2016 y 2017-2018). Esto es para asegurar que los países no ponen fuera haciendo un esfuerzo para el final del periodo de referencia.

La Directiva tiene por objeto aumentar la cuota de energía renovable a partir de 8,6% en 2005 al 20% en 2020. Para la electricidad, la Comisión Europea, al proyecto de la Directiva, prevé que la cuota de las energías renovables se incremente de 15 % a 34% en 2020. Por otra parte, la Comisión Europea espera que la energía eólica pase a ser el suministro del 12% de la demanda eléctrica de la UE en 2020, lo que equivale a alrededor de 180 GW de energía eólica capacidad. Esto corresponde al objetivo anterior de EWEA de 180 GW, incluyendo 35 GW offshore. Para llegar a los 180 GW, tendría la capacidad de energía eólica para aumentar en 9,6 GW por año durante los próximos 10 años. Dado el aumento de 9,3 GW en 2010 y que la energía eólica es la más competitiva de las tecnologías de energía renovable en la mayoría de los Estados miembros, 180 GW de energía eólica en la UE es probable que se logre mucho antes de 2020.

Asumiendo "Tendencias de Energía de la UE para 2030" de la Comisión Europea 22 proyecciones de la demanda de electricidad en 2020, el objetivo de EWEA 2020 de 230 GW de energía eólica podría cubrir el 15,7% de la demanda eléctrica de la UE, incluido el 4% de la demanda global se reunió por la energía eólica marina. Si se asume que el escenario de consumo de electricidad de los PANER, 230 GW de energía eólica podría cubrir el 19,3% de la demanda de electricidad (4,2 % a partir de la costa).

La capacidad de energía eólica instalada a finales de 2010 será, en un año normal de viento, el producir 181,7 TWh de electricidad. Si se cumplen los escenarios de EWEA , la energía eólica va a producir 330 TWh en 2015 y 581 TWh en 2020, respectivamente el 9,4% y el 15,7 % del consumo total de electricidad de la UE. La cuota de energía eólica marina de la producción de energía eólica de la UE aumentará del 5,8 % en 2010 al 25,5% en 2020.

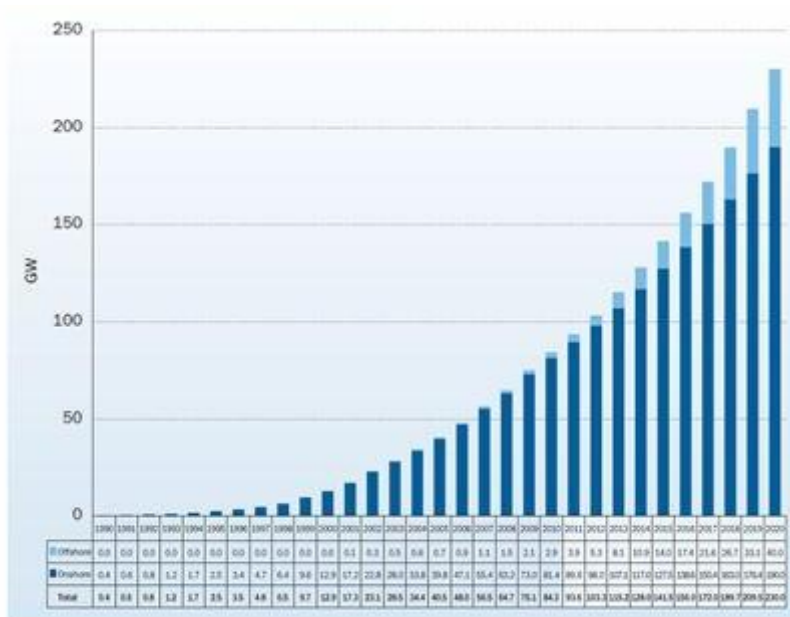


Ilustración 53.- Cumulative EU wind power capacity (1990-2020).

The European Wind Energy Association. ‘Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030’. (2011). www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf

1.8.4. OBJETIVO DE EWEA DE 2030

En 2030, la EWEA espera que 400 GW de capacidad de energía eólica esté operando en la UE - 250 GW en tierra y 150 GW de mar. El desarrollo en tierra constituye un clásico de la curva S de crecimiento exponencial temprana de ser reemplazado por la saturación hacia el año 2030. En 2025, la capacidad offshore se espera que supere el 84,3 GW de eólica que operaba en tierra a finales de 2010. De acuerdo con el objetivo, la energía eólica marina es la energía eólica terrestre siguiente en Europa, con un desfase de 15 años. Dado su potencial más grande, se puede esperar que la capacidad total de energía eólica marina sea superior a la capacidad en tierra en algún momento después de 2030.

El escenario en 2015 de EWEA tiene 141 GW de capacidad instalada en comparación con los 148 GW para EER y 179 GW para BTM Consult, mientras que el miembro 27 de la UE PANER los

Estados esperan una capacidad de 143 GW de energía eólica en 2015. En 2020, la EWEA tendrá 230 GW a 312 GW de BTM, aunque EER tiene una meta más baja de 223 GW.

En 2030, la energía eólica en la UE producirá 1.154 TWh - 591,3 TWh en tierra y 562,4 TWh en alta mar. Debido al factor de capacidad más alta de las turbinas en alta mar, el GW de capacidad eólica 150 offshore producirá casi tanto poder como el 250 GW de capacidad en tierra en 2030. Por 2022, la producción de electricidad eólica marina (209 TWh) excederá la producción actual de electricidad a partir de energía eólica terrestre (182 TWh).

Los objetivos de EWEA sugieren que 162 GW de nueva capacidad serán construidos desde 2011 hasta 2020, y que un adicional de 241 GW será construido en la década 2021-2030.

3.8.4.1. ENERGÍA EÓLICA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

El 84,3 GW de capacidad instalada en la UE - 27 a finales de 2010 será, en un año normal de viento, los que produzcan la electricidad suficiente para cubrir el 5,3% de la demanda eléctrica de la UE.

La Comisión Europea, en sus "tendencias energéticas a 2030" asume que el consumo bruto de electricidad de la UE crecerá un 11,6 % en los próximos 10 años; de 3,307.2 TWh en 2010 a 3,689.7 en 2020. El pronóstico supone un consumo de electricidad de 4,051.3 TWh en 2030, lo que implica un aumento adicional del 9,8% de la demanda a partir de 2020 y un aumento general del 22,5% de la demanda en los 20 años desde 2010 hasta 2030.

Se supone que el factor de capacidad promedio de todas las turbinas eólicas en la UE aumentará del 24,6 % en 2010 al 28,8% en 2020 y 32,9 % en 2030. El incremento se deberá a un mejor diseño, la explotación de los recursos en las zonas más ventosas del Europa, mejoras tecnología y una mayor proporción de la energía eólica marina. En Alemania, los factores promedio de capacidad comenzará a aumentar a medida que las turbinas más antiguas se reemplazaran y la energía eólica off-shore se quitará. Cabe señalar que para una tecnología que hace uso de un recurso libre, un alto factor de capacidad no es un objetivo en sí mismo. No es técnicamente problemático para aumentar los factores de capacidad, pero al hacerlo afecta a los costes de integración de cuadrícula, modelado y generación.

La producción de energía eólica procedente de los escenarios de EWEA se puede expresar en términos de consumo de electricidad de la casa. Se espera que el consumo de los hogares aumente a partir de 815 TWh en 2010 a 1.102 TWh.

En 2020, alrededor del 27% de la demanda total de electricidad será consumida por los hogares. Otros sectores que consumen la electricidad incluyen la industria, agricultura, servicios públicos y privados.

Mientras que la población total de la UE se mantenga relativamente estable, el número de hogares se incrementará en aproximadamente 25 millones de dólares entre 2010 y 2030, lo que indica una reducción en el tamaño del hogar promedio de 2,3 personas en 2010 a 2,15 en 2030. El consumo medio anual de los hogares se aumentará en un 21% a partir de 3759 kWh en 2010 a 4.579 kWh en 2030.

Los fabricantes de automóviles han comenzado a desarrollar vehículos híbridos y vehículos eléctricos puros (PEVS) en los últimos años. Escenarios de EWEA 2030 no tienen en cuenta ningún aumento en la demanda de electricidad de los coches eléctricos. En general se reconoce que los motores eléctricos son mucho más eficientes que el motor de combustión. En consecuencia, un cambio de los actuales coches de gasolina y diesel de los coches eléctricos podría ahorrar una gran cantidad de combustibles fósiles. Una nota importante es que un vehículo eléctrico es tan "limpio" como la tecnología utilizada para producir la electricidad necesaria para hacerlo funcionar. En consecuencia, cuanto mayor sea la cuota de energía renovable en la combinación de energía de Europa, el limpiador será el futuro de los vehículos eléctricos.

Conservadoramente suponiendo que un coche eléctrico promedio consume 0,2 kWh por kilómetro y tiene un kilometraje promedio de 10.000 kilómetros por coche²⁸, un coche eléctrico consume 2.000 kWh al año. Como resultado, la energía eólica producida en Europa en 2010 podría alimentar 90800000 coches eléctricos.

3.8.4.2. ENERGÍA EÓLICA Y CO₂

El compromiso de la UE - 15 en 1997 en Kyoto era reducir en un 8 % sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en comparación con sus niveles de 1990 para el período 2008-2012. Según el acuerdo de cada uno de los 15 Estados miembros tiene un objetivo diferente, como resultado de un enfoque de distribución de la carga. Los objetivos de los nuevos Estados miembros se ajustan individualmente a 8 %, excepto para Hungría y Polonia que deben reducir sus gases de efecto invernadero en un 6 %.

Por último, el objetivo de reducción de Kioto para la UE- 25 (con exclusión de Chipre y Malta, que no tienen obligación) es de 7,8 %, o 450 millones de toneladas de equivalentes de CO₂. La UE - 15 tiene que reducir sus emisiones en 342 millones de toneladas de equivalentes de CO₂.

En 2007 las emisiones de gases de efecto invernadero de toda la UE- 27 se redujeron en un 9,3 % en comparación con 1990.

3.8.4.3. REDUCCIONES DE CO₂ DE LA ENERGÍA EÓLICA

El gas de efecto invernadero más importante es el CO₂. Existen diferentes metodologías para calcular las emisiones de CO₂ evitadas por la energía eólica y todos ellos dependen de las suposiciones hechas sobre el que los combustibles se desplazan cuando se produce electricidad a partir de energía eólica. La mezcla de energía, junto con la carga de base es diferente entre los Estados miembros . Lo ideal sería que el CO₂ de la energía eólica evitó debe calcularse sobre la base de la mezcla de energía y la carga inter-medio en cada Estado miembro . En este informe se supone que la energía eólica evita CO₂ a nivel intermedio , pero al mix de generación media de la UE -27.

La energía nuclear es inflexible y no puede ser fácilmente rampa hacia arriba y abajo . Por lo tanto, la energía eólica no sustituye a operar con la generación nuclear, excepto durante las paradas nucleares, no programadas y de desmantelamiento nuclear. La energía eólica no sustituye a la energía hidroeléctrica, ya sea porque la fuerza sirve como una tecnología de almacenamiento de energía eléctrica. Electricidad a partir de hidroeléctricas que no se utiliza cuando la energía eólica está en funcionamiento se guardará para la producción posterior.

En consecuencia, para la UE en su conjunto, se supone que cada kWh de energía eólica desplaza un kWh producida por la combinación energética de carbón, petróleo y gas en el momento de la producción. Este enfoque ciertamente subestimaciones evitar el CO₂ de la energía eólica ya la energía eólica evita el más caro, ineficiente y, por lo tanto, la producción intensiva de CO₂ en lugar de la mezcla de producción promedio.

Se espera que la combinación de energías de la UE a cambio durante el período hasta el año 2030 . Según la Comisión Europea, las centrales térmicas en los producida 1.871 TWh de la UE en 2010 y emitieron 1.302 millones de toneladas de CO₂. Teniendo esto en cuenta, 1 TWh de energía eólica guardan 0.696 millones de toneladas de CO₂ en 2010. Como resultado de ello, se supone que en 2020 la energía eólica evitará 0.588 Mt CO₂/TWh y 0.560 Mt CO₂/TWh en 2030. Teniendo en cuenta la producción eólica de 2010 , la energía eólica evitó 126 millones de toneladas de CO₂ en 2010. Tras la base de EWEA escenario, el CO₂ evitado anual de energía eólica se incrementará a 342 millones de toneladas en 2020 y 646 millones de toneladas en 2030.

A un precio del CO₂ de 25 € / t , la energía eólica evitó € 3,1 mil millones en costos de carbono en 2010. Al mismo precio , se estima que la energía eólica para evitar los costos de carbono de € 8,5 mil millones en 2020 y € 25,8 mil millones en 2030 suponiendo que el precio del CO₂ alcanza € 40 / t.

3.8.4.4. ENERGÍA EÓLICA Y EVASIÓN DE COSTOS DE COMBUSTIBLE.

La generación de energía a partir del viento no requiere combustible. Durante la producción de energía eólica, una cantidad significativa se guarda en costos de combustible, es decir, en el carbón, el gas y el petróleo que de otra manera se han utilizado en la producción de energía. Al mismo tiempo, la generación de energía con la energía eólica reduce la demanda de combustible importado, bajando el costo del combustible y la reducción de la tasa de agotamiento de las reservas restantes de combustibles fósiles de Europa.

Las estimaciones sobre el costo del combustible evitado de energía eólica dependen de los supuestos sobre los futuros precios de los combustibles. Los precios del petróleo influyen significativamente en los precios del gas, así como los precios del carbón, aunque en menor medida. Tanto la AIE y la Comisión hicieron predicciones sobre los futuros precios del gas de carbón y el petróleo, y la mayoría de los gobiernos basan sus políticas energéticas en escenarios de precios de la AIE.

En sus escenarios más recientes, tanto de la Comisión Europea y de la AIE han bajado sus supuestos sobre los precios del petróleo en comparación con sus previsiones de 2008 . El 11 de julio de 2008, el precio del petróleo alcanzó un máximo histórico de \$ 145/bbl³¹. Debido a la crisis financiera de 2008 y 2009 , el precio del barril de petróleo se redujo significativamente. Sin embargo , el 4 de marzo de 2011, el petróleo se cotizaba a 115,7 dólares / barril. Tanto la Comisión y las previsiones de los precios del petróleo de la AIE para 2030 Europea están por debajo de este nivel actual.

Los costos de combustible evitados debido a la producción de energía eólica se calculan sobre la base de tres diferentes supuestos de precios de combustible: (a) los supuestos de precios del combustible de la Comisión Europea, (b) los supuestos de precios de la Agencia Internacional de la Energía y (c) el precio máximo histórico del petróleo el 11 de julio de 2008 y supuestos de precios relacionados.

1.8.5. ENERGÍA EÓLICA PARA 2050

Desde 1997, la Unión Europea ha tenido una política de energía renovable exitosa que ha permitido avanzar en forma significativa se ha de propugnar objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que garantiza la seguridad del suministro y la mejora de la competitividad de la UE de la UE.

Hay objetivos ambiciosos en el centro de las políticas de la UE para promover la energía procedente de fuentes renovables. Debido a la rápida adopción de ambiciosos objetivos nacionales y de la UE , las empresas europeas son líderes mundiales en tecnología de energía eólica, y tienen una participación de liderazgo en el mercado mundial. Como resultado, la Europa de hoy se pone aproximadamente 20 % de su electricidad de fuentes de energía renovables, incluyendo el 5,3% de la energía eólica.

Con el fin de continuar con el desarrollo y despliegue de tecnologías de energía renovable, la UE adoptó la Directiva de Energías Renovables 2009, que incluía un objetivo de energía renovable del 20 % en 2020 para la UE. En 2020, de acuerdo con 27 planes de acción de la Directiva de Energía Renovable Nacional de Energías Renovables, el 34% del consumo eléctrico total de la UE proceda de fuentes de energía renovable , incluyendo 495 TWh de la reunión de la energía eólica 14 % del consumo.

La UE ha proporcionado al sector de la energía con una trayectoria muy clara en los próximos diez años. Lo que aún no se ha hecho es para que la UE proporcione el sector de la energía con una trayectoria igualmente claro para el período posterior a 2020.

En la actualidad, el marco acordado para el post- 2020 consiste de los siguientes elementos :

Jefes de compromiso de los Estados para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 80-95 % para 2050; la Directiva sobre el Sistema de Comercio de Emisiones de la UE, que continuará para reducir el límite de emisiones para los sectores ETS un 1,74 % cada año después de 2020; un marco de la UE post- 2020 para las energías renovables, que consiste en una hoja de ruta de Energía Renovable para el período posterior a 2020 se espera que se publicará en 2018.

Dado el éxito probado del marco regulador de la UE para las energías renovables desde 1997, EWEA considera que el marco regulatorio post- 2020 más efectivo sea un objetivo obligatorio 2030 de las energías renovables.

Escenarios de la EWEA's 230 GW:

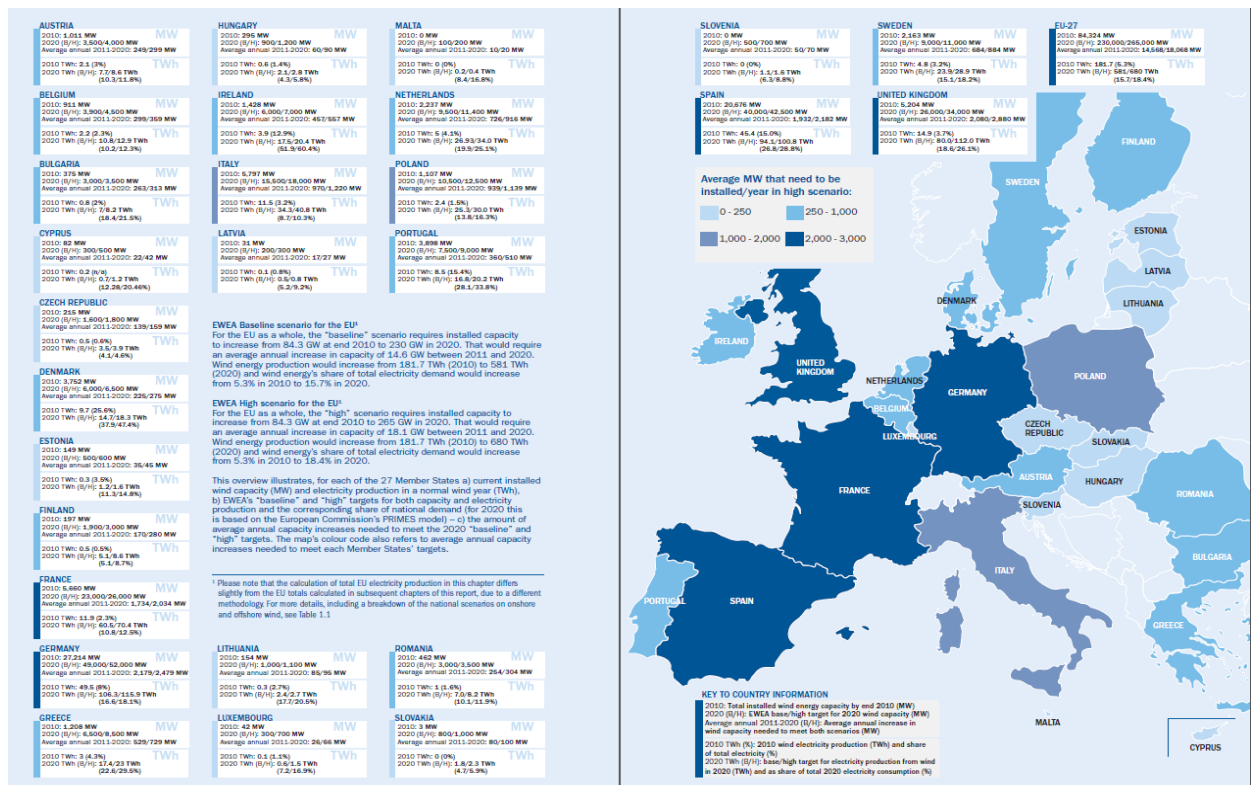


Ilustración 54.- Baseline scenarios from the European Commission, the EU Member States and the International Energy Agency.

The European Wind Energy Association. ‘Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030’. (2011). www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf

TÍTULO 8.- FOTOVOLTAICA

1. MIT TECHNOLOGY REVIEW 23 APRIL 2013 “ULTRA-EFFICIENT SOLAR POWER”

Harry Atwater piensa que su laboratorio puede hacer un dispositivo práctico y económico que produce más del doble de la energía solar generada por paneles de hoy. La hazaña es posible, dice el profesor de la ciencia de materiales y la física aplicada, debido a los recientes avances en la capacidad de manipular la luz a muy pequeña escala.⁴³

Hoy en día, los paneles solares en el mercado consisten en células hechas de un solo material semiconductor, normalmente silicio. Dado que el material absorbe sólo una banda estrecha del espectro solar, gran parte de la energía de la luz del sol se pierde en forma de calor: estos paneles convierten menos del 20 por ciento de esa energía en electricidad. Pero el dispositivo que Atwater y sus colegas tienen en mente tendría una eficiencia de al menos el 50 por ciento. Sería utilizar un diseño que divide de manera eficiente la luz solar, como lo hace un prisma, de seis a ocho componentes en longitudes de onda, cada uno de los cuales produce un color de luz diferente. Cada color sería dispersado a una celda hecha de un semiconductor que pueda absorber.

El equipo de Atwater está trabajando en tres diseños, para los que el grupo ha hecho un prototipo, en el que la luz solar es recogida por una canaleta de metal reflectante y dirigida a un ángulo específico en una estructura hecha de un material aislante transparente. El recubrimiento de la parte exterior de la estructura transparente son múltiples células solares, cada uno hecho de una de unos seis a ocho semiconductores diferentes. Una vez que la luz entre en el material, se encuentra con una serie de delgados filtros ópticos. Cada uno permite que pase a través un solo color para iluminar una célula que pueda absorber; los colores restantes se reflejan hacia otros filtros diseñados para permitir que pasen a través de ellos.

Otro diseño emplearía filtros ópticos a nanoescala que podrían filtrar la luz que viene desde todos los ángulos. Y el tercero sería utilizar un holograma en lugar de filtros para dividir el espectro. Mientras que los diseños son diferentes, la idea básica es la misma: combinar células convencionalmente diseñadas con técnicas ópticas, para aprovechar de manera eficiente el amplio espectro de la luz solar y perder mucho menos de su energía.

Todavía no está claro que el diseño ofrecerá el mejor rendimiento, dice Atwater. Pero los dispositivos previstos serían menos complejos que muchos de los productos electrónicos que hay en el mercado hoy en día, lo que le hace confiar en que una vez que un prototipo convincente se fabrique y optimice, podría ser comercializado de una manera práctica .

⁴³ Mit technology review. ‘Ultra-efficient solar power’. (23 abril 2013).
<http://m.technologyreview.com/featuredstory/513671/ultra-efficient-solar-power/>

El logro de la *eficiencia ultra alta* en los diseños solares debe ser un objetivo primordial de la industria, afirma Atwater, ya que es "la mejor palanca que tenemos" ahora para reducir el costo de la energía solar. Eso es porque los precios de los paneles solares se han desplomado en los últimos años, por lo que dejar de centrarse en que los hace menos costosos tendrían poco impacto en el costo total de un sistema de energía solar; los gastos relacionados con cosas como el cableado, de terrenos, permisos , y la mano de obra constituyen actualmente la gran mayoría de ese costo.

Hacer módulos más eficientes significaría que se necesitarían menos paneles para producir la misma cantidad de energía, por lo que los costos de hardware y la instalación se podrían reducir en gran medida.

"Dentro de unos años", dice Atwater , "no tendrá sentido trabajar en una tecnología que tiene una eficiencia que es de menos del 20 por ciento".



TÍTULO 9.- GEOTERMIA

1. INFORME MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY “THE FUTURE OF GEOTHERMAL ENERGY : IMPACT OF ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEMS (EGS) ON THE UNITED STATES IN THE 21ST CENTURY”

Se llevó a cabo una evaluación integral de ingeniería de sistemas geotérmicos por un grupo de 18 miembros⁴⁴, reunidos por el Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT) para evaluar el potencial de la energía geotérmica convirtiéndose en una fuente importante de energía para Estados Unidos.

Los recursos geotérmicos abarcan una amplia gama de fuentes de calor de la Tierra, incluyendo no sólo los recursos hidrotermales, desarrollados en la actualidad con mayor facilidad económica; pero la energía térmica almacenada de la Tierra, que está presente en cualquier lugar, también es más extensa. Aunque los recursos hidrotermales convencionales se utilizan de manera efectiva tanto para aplicaciones eléctricas, como para las no eléctricas en los Estados Unidos, son algo limitadas en su ubicación y en el máximo potencial para el suministro de electricidad. Más allá de estos recursos convencionales los *EGS technology* son recursos con un enorme potencial para la recuperación de energía primaria mediante la tecnología de *heat-mining*, que está diseñado para extraer y utilizar energía térmica almacenada de la Tierra. Entre estos dos extremos se encuentran otros recursos geotérmicos no convencionales, tales como el agua y los recursos geotérmicos coproducidos geopresurizados.

Los métodos EGS han sido probados en un gran número de sitios en todo el mundo y han sido la mejorados constantemente. Dado que los recursos EGS tienen un gran potencial a largo plazo, se centran los esfuerzos en la evaluación de lo que se necesitaría para bienes y servicios ambientales y otros recursos geotérmicos convencionales para proporcionar 100.000 MWe de capacidad de carga base generadora de electricidad en 2050.

Aunque algo simplista, el recurso geotérmico se puede ver como un proceso continuo en varias dimensiones. El grado de un recurso geotérmico específico dependerá de su relación temperatura-profundidad (es decir, gradiente geotérmico), la permeabilidad de la roca del yacimiento y la porosidad, y la cantidad de saturación de fluido. Los recursos hidrotermales de alto grado tienen altos gradientes medios térmicos, alta permeabilidad de la roca y de la porosidad, fluidos suficientes en el lugar, y una recarga del depósito adecuado de fluidos. Todos los recursos de bienes y servicios ambientales carecen de al menos uno de ellos. Por

⁴⁴ Informe Massachusetts Institute of Technology. ‘*The Future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century*’. (2006). <http://mitei.mit.edu/system/files/geothermal-energy-full.pdf>

ejemplo, la roca del yacimiento puede estar muy caliente, pero no produce suficiente líquido para la extracción de calor viable, ya sea debido a la baja permeabilidad de la formación / conectividad y el volumen del depósito es insuficiente, y / o la ausencia de forma natural de fluidos.

Fueron considerados tres componentes principales en el análisis:

1. Recursos -. Estimar la magnitud y distribución de los recursos EGS en EE.UU.
2. Tecnología -. Establecen los requisitos para la extracción y utilización de la energía de los embalses EGS incluyendo perforación, diseño de reservorio y la estimulación, y la conversión de la energía térmica en electricidad.
3. Economía - estimación de los costos de la electricidad suministrada por EGS en una escala nacional, utilizando métodos desarrollados recientemente para el calor de minería de la tierra. El desarrollo de costos nivelados de energía y las curvas de oferta en función de la I + D invertido y los niveles de implementación de la evolución de los mercados energéticos de Estados Unidos.

Conclusiones

Se ha encontrado una correlación positiva entre el desarrollo de nuevos campos de EGS y continuas disminuciones en los costos de la energía suministrada. Este resultado refleja no sólo las economías de las nuevas técnicas y el acceso a los recursos de mayor valor, sino también el costo inevitable de las fuentes de energía competitivas. El análisis sugiere que, con una inversión inicial significativa, la capacidad instalada de los bienes y servicios ambientales podría alcanzar los 100.000 MW en 50 años, con los costos de energía nivelados en paridad con los precios del mercado después de 11 años. Se proyecta que el costo total, incluidos los gastos de investigación, desarrollo, demostración y despliegue, requerido para alcanzar este nivel de capacidad de generación de bienes y servicios ambientales varía aproximadamente \$ 600 - \$ 900 millones con un costo de \$ 200 - \$ 350 millones.

En este período, se espera que el desarrollo de nuevos recursos de bienes y servicios ambientales se produzca en un momento crítico en que será necesaria la estabilización de la red con energía de carga base para evitar la costosa reorientación de las instalaciones de gas natural, cuando aumente la demanda en todo el mundo.

La tecnología EGS carece de una demostración de su capacidad en el momento actual. Como se señala en este informe, esto se puede lograr con una aplicación probada de apoyo a la I + D + i. Se espera que el costo de la energía potencial que se demuestra en este informe merezca un esfuerzo de amplia investigación y demostración, para comenzar a moverse hacia el período en el que la sustitución de retirada de fósiles y unidades nucleares, y el nuevo crecimiento de la capacidad instalada, aumente el suministro eléctrico EE.UU.

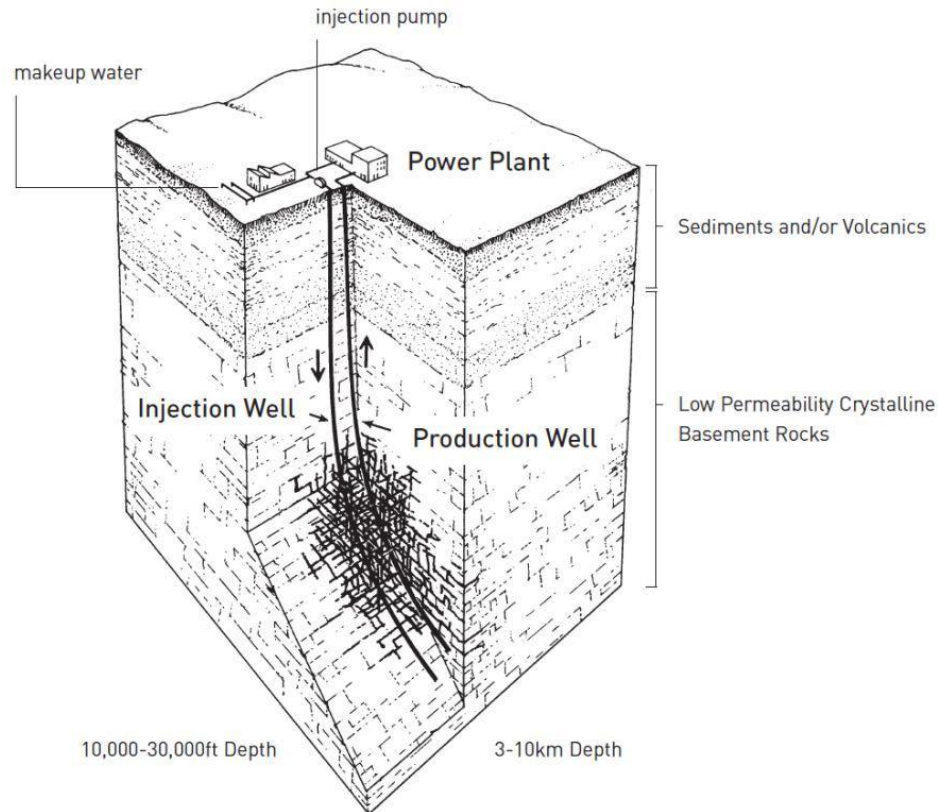


Ilustración 55.- Schematic of a conceptual two-well Enhanced Geothermal System in hot rock in a low-permeability crystalline basement formation.

Massachusetts Institute of Technology. ‘The Future of Geothermal Energy : Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century’. (2006).
<http://mitei.mit.edu/system/files/geothermal-energy-full.pdf>

Category of Resource	Thermal Energy, in Exajoules (1EJ = 10 ¹⁸ J)	Reference
Conduction-dominated EGS		
Sedimentary rock formations	100,000	This study
Crystalline basement rock formations	13,300,000	This study
Supercritical Volcanic EGS*	74,100	USGS Circular 790
Hydrothermal	2,400 – 9,600	USGS Circulars 726 and 790
Coproduced fluids	0.0944 – 0.4510	McKenna, et al. [2005]
Geopressed systems	71,000 – 170,000**	USGS Circulars 726 and 790

* Excludes Yellowstone National Park and Hawaii

** Includes methane content

Tabla 12.- Estimated U.S. geothermal resource base to 10 km depth by category.

Massachusetts Institute of Technology. ‘The Future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century’. (2006).
<http://mitei.mit.edu/system/files/geothermal-energy-full.pdf>

TÍTULO 10 .- MOVILIDAD SOSTENIBLE

1. SYSTEM DESIGN OF A HYDROGEN FUEL CELL HYBRID LOCOMOTIVE

Un consorcio norteamericano ha desarrollado un prototipo de combustible a hidrógeno, de batería de celdas con interruptor, para una locomotora híbrida, para aplicaciones ferroviarias urbanas y de base militar.

Este Prototipo está destinado a conducir a las locomotoras comerciales, que reducirán la contaminación del aire y el ruido en terminales ferroviarias urbanas, aumentando la seguridad energética del sistema de transporte ferroviario mediante el uso de hidrógeno como combustible, reduciendo las emisiones de gases atmosféricos de invernadero, y sirviendo como fuente móvil de alimentación de reserva (*vehicule-to-grid*) para la infraestructura crítica en las bases militares.

La locomotora ha completado satisfactoriamente un mes de pruebas operativas en abril de 2010 en la terminal ferroviaria BNSF en el área metropolitana de Los Ángeles. Se llevó a cabo una demostración *power-to-grid* en una base militar de EE.UU. en mayo-junio de 2010. ⁴⁵

Con 130 toneladas, la potencia neta continua de 240 kW de su motor primario de células de combustible de membrana de intercambio de protones, y su potencia transitoria de más de 1 MW, la locomotora híbrida, es el vehículo terrestre más pesado y el combustible unicelular más potente nunca antes construido. Sus 14 tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido, de fibra de carbono compuesto, que se encuentra en la línea del techo, tienen un almacenamiento combinado de 70 kg a 350 bar. El sistema proporciona suficiente combustible para un turno de ocho a dieciséis hora dependiendo del trabajo realizado durante el turno. Este documento se centra en el potencial de la locomotora para reducir la contaminación atmosférica y el ruido en la cuenca de Los Ángeles y los informes de los resultados de las pruebas de funcionamiento inicial.



Ilustración 56.- Fuel-cell switch locomotive: This is the largest fuel-cell land vehicle, photographed at a press conference in completed form on 29 June 2009. Technical Forum. 'System design of a Hydrogen fuel cell hybrid locomotive'. (June 2009).

www.apta.com/mc/rail/previous/2010/Papers/Demonstration-of-a-Hydrogen-Fuel-Cell-Locomotive.pdf

⁴⁵ Technical Forum. 'System design of a Hydrogen fuel cell hybrid locomotive'. (June 2009).
www.apta.com/mc/rail/previous/2010/Papers/Demonstration-of-a-Hydrogen-Fuel-Cell-Locomotive.pdf

Conclusiones

La locomotora híbrida de pilas de combustible para la operación en el área metropolitana de Los Ángeles combina las ventajas medioambientales de la locomotora eléctrica con los costos de infraestructura más bajos de una locomotora diesel-eléctrica. Su fuente de energía es el hidrógeno, que puede ser producido a partir de muchas de las energías renovables y la energía nuclear, y por lo tanto no depende del petróleo importado. Dependiendo de la fuente de energía primaria, puede ser un vehículo totalmente con cero emisiones, es decir, con cero de carbono en el ciclo de la energía.

Sobre la base de la utilización mundial real de la locomotora híbrida de pila de combustible, el uso de pilas de combustible de hidrógeno en el entorno ferroviario se ha demostrado técnicamente.

La utilización de células de combustible de la locomotora en terminales ferroviarias urbanas puede prevenir muchos casos de enfermedad basados en emisiones diésel, porque tales terrenos están frecuentemente rodeados por viviendas residenciales que reciben una alta concentración de partículas de diésel y óxidos de nitrógeno; las locomotoras de transporte de línea, en cambio, tienden a dispersar sus emisiones en áreas geográficas mucho más amplias.

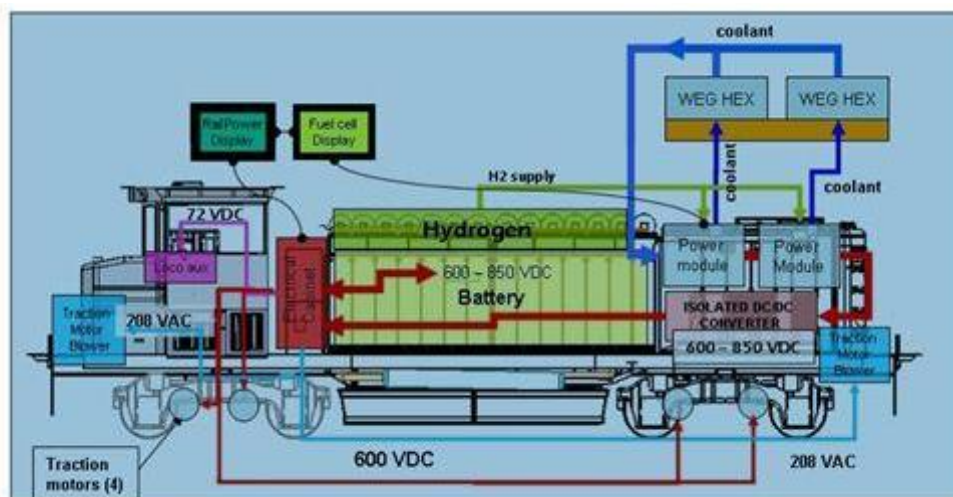


Ilustración 57.- System layout of the fuel cell hybrid locomotive including 250 kW net fuel cell power plant, DC-to-DC converter, hydrogen storage, and control interface.

Miller, A.R. Hess,, K.S. Barnes, D.L., Erickson, T.L. 'System design of a large fuel cell hybrid locomotive'. (2007). <http://www.iri.upc.edu/groups/fuelcell/miller2007.pdf>



2. ASOCIACIÓN EUVE “ELECTRIC VEHICLES IN URBAN EUROPE” (EUROPEAN PROGRAMME FOR SUSTAINABLE URBAN DEVELOPMENT. URB ACT, CONNECTING CITIES, BUILDING SUCCESSES)

El desafío al que se enfrentan las ciudades en toda Europa con respecto al cambio climático, el aire y las emisiones de ruido son sustanciales. El Gobierno Europeo y de EEUU están estableciendo cada vez más políticas y objetivos, normas ambientales estrictas y es responsabilidad de las autoridades locales y regionales para alcanzarlos.

El sector del transporte es uno de los mayores contribuyentes a estos problemas, mientras que al mismo tiempo es esencial para el funcionamiento eficaz y eficiente de las ciudades.

La *electro-mobility* y los vehículos eléctricos, proporcionan una oportunidad importante para hacer frente a las negativas externalidades asociadas al motor de combustión interna sin restringir el papel vital que desempeñan los vehículos.

Cabe señalar, que el vehículo privado es sólo una parte de la movilidad sostenible, y todas las opciones deben ser incorporadas para garantizar el pleno funcionamiento de nuestras ciudades.

Este informe ⁴⁶ ha sido escrito para ayudar a las autoridades locales de toda Europa que están buscando ayudar a la transición e-movilidad, al tiempo que reconocen las áreas limitadas donde el sector público puede afectar a la movilidad privada.

Los ejemplos y temas tratados, reflejan 2 ½ años de asociación de trabajo por las ciudades socias de EVUE Beja, Frankfurt, Katowice, Lisboa, Londres, Madrid, Oslo, Estocolmo, Suceava.

El informe refleja las diferentes circunstancias - geopolíticas, económicas, culturales de las ciudades en toda la UE, y los diferentes enfoques adoptados para e-movilidad, adaptada al contexto local. Consta de cuatro secciones que abarcan los cuatro temas identificados por el proyecto durante el estudio EVUE de línea base como acciones importantes para ciudades. Estos temas son: Modelos de negocio, Adquisiciones, Infraestructura y de la conciencia.

⁴⁶ Asociación EUVE: Electric Vehicles in Urban Europe. ‘European Programme for Sustainable Urban Development URB ACT, Connecting cities, Building successes’. (2012).
http://urbact.eu/fileadmin/Projects/EVUE/outputs_media/EVUE_report_280912_FINAL.pdf

El éxito de la asociación EVUE se manifiesta no sólo en el intercambio de conocimientos y la capitalización, sino también en la oferta ganadora de la UE para la financiación de su siguiente proyecto, FR - EVUE. Esta transición de EVUE a FREVUE en la inversión, corresponde a un aumento en el presupuesto de € 0.7 millones a € 13.8 millones, a través del 7º Programa Marco para demostrar la EV para la logística urbana limpia beneficiar ciudades asociadas en los próximos cuatro años.

Conclusiones

Los problemas ambientales asociados a la movilidad urbana son reconocidos y entendidos, al tiempo que alientan el ir a pie, en bicicleta y el mayor uso del transporte público está en el centro de las políticas de transporte sostenible, pero no podemos olvidar los beneficios reales que trae motorizar el transporte personal.

Ya sea para satisfacer las necesidades de las personas con impedimentos físicos para los que no hay alternativa, o a través de los vendedores que viajan cuyos viajes no se pueden satisfacer de otra manera, el coche es esencial.

El desafío que enfrentan nuestros representantes electos y los responsables políticos es la forma de garantizar que se cumplan estas necesidades sin poner en peligro el medio ambiente o la calidad de la vida.

La electro- movilidad proporciona una solución que proporciona libertad personal y autonomía al abordar los muchos desafíos públicos (salud y medio ambiente) planteados por el motor de combustión interna. Sin embargo, al darse cuenta de este cambio, se requieren nuevas formas de ver el problema, de identificar las oportunidades económicas y, dados los desafíos de la crisis financiera, poner en práctica estas soluciones.

Las políticas nacionales sobre los tipos de vehículos son muy discutidas, pero estas no son áreas en las que las ciudades puedan influir fácilmente. Sin embargo, en el fomento de la captación de los vehículos, la consideración de aplicación de los modelos de negocio es un factor esencial. Del mismo modo, la disponibilidad (o no) de infraestructura de carga, junto con la sensibilización del público en general están dentro del ámbito de competencias de autoridades locales.

Como organizaciones con considerables responsabilidades y presupuestos, la capacidad del sector público para influir en la oferta de vehículos eléctricos en el mercado a través de la contratación es también sustancial.

El trabajo sobre los modelos de negocio, ha demostrado que aunque hay un claro ganador en este campo, hay una serie de diferentes enfoques que deben ser aplicados.

El requisito más importante es mirar a todos los interesados del fabricante a través del usuario final. Mientras que la participación del sector público en esta área ha sido tradicionalmente limitada, debido a los costos adicionales de esta industria naciente y los beneficios públicos que se derivan de la movilidad de emisiones cero, encontrar nuevas formas de trabajar juntos es una necesidad. Como no existe una "talla única" como modelo de negocio, las condiciones locales, la geografía y la política nacional debe ser tomada en consideración. Mientras no garantice el éxito, el desarrollo de un local de Hoja de ruta EV ayudará a identificar y capitalizar las oportunidades disponibles.

Los desafíos comunes han proporcionado un número de áreas en las que podemos aprender de nuestros vecinos de Europea. Noruega, por ejemplo, introdujo incentivos para fomentar la electromovilidad, incluso cuando la disponibilidad de vehículos era muy baja.

Las acciones del sector público a través de políticas de apoyo dan al sector privado la confianza para invertir y contribuir a la financiación muy necesaria para desarrollar el mercado.

Por otra parte, la implementación de *joint ventures* en el que los riesgos son mitigados o transferidos a terceros pueden también ser beneficiosos.

El esquema Portugués MOBI.E es uno de los mejores para la integración y la gestión de operaciones de riesgos de menor escala, sin embargo, Londres puede ser más apropiado en otras áreas.

La escala de las actividades de adquisición en el sector público también ofrece oportunidades para las articulaciones en las adquisiciones. Con una cuidadosa consideración, y conjuntas actividades de adquisición pueden ayudar a crear conciencia de los vehículos eléctricos, fortalecer la capacidad de negociación competitiva y reducir vehículos o los costes de infraestructuras.

Uno de los desafíos más inmediatos que enfrenta a las autoridades locales es el escenario de "huevo y la gallina" de la infraestructura y vehículos. ¿Hay que instalar la infraestructura para fomentar los vehículos eléctricos o se hace una vez que haya vehículos suficientes para demostrar la necesidad?.

La disposición física de la infraestructura también puede ser bastante complicado. La falta de la industria europea o normas con respecto al ancho de los conectores no ayuda a la situación, sin tener en cuenta el debate de si debería ser estándar, rápida o una carga rápida y cómo puede ser pagado.

Los vehículos eléctricos son más caros que los vehículos ICE, y la falta de emisiones de escape proporcionan salud y los beneficios ambientales prometen hacer un impacto sustancial en la calidad de vida en nuestras ciudades. Si bien entendemos los efectos de la mala calidad del aire, para comprender plenamente su impacto sólo tenemos que mirar las tasas de mortalidad.

Mientras, las ciudades no luchan sólo con el transporte relacionado con problemas ambientales, sino también con la congestión y problemas de salud pública como la obesidad. Hay que tener un nuevo enfoque en la sensibilización de la comunidad.

Esta serie de informes no se han tratado como respuesta a todas las preguntas acerca de la movilidad eléctrica, ni diciendo al lector la forma en que se puede lograr. El objetivo ha sido proporcionar al lector una comprensión de los diferentes enfoques y métodos que las ciudades están empleando en esta área en desarrollo.

Fundamental sin embargo, será el compromiso y la colaboración entre los residentes, los consumidores, las empresas, los fabricantes y el sector público que apoya ciudades para aprovechar las oportunidades proporcionadas por los vehículos eléctricos y para garantizar que los más amplios beneficios económicos y ambientales se realicen.

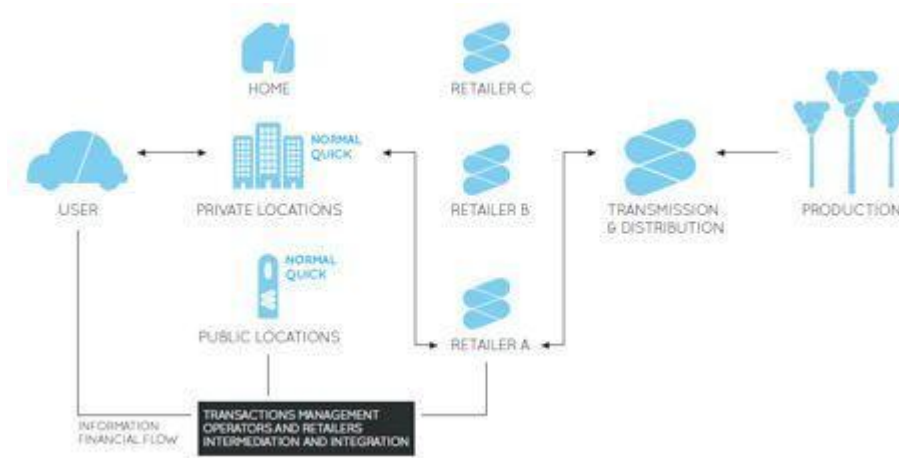


Diagrama 23.- Estructura del mercado Mobi.E

Asociación EUVE: Electric Vehicles in Urban Europe. ‘European Programme for Sustainable Urban Development URB ACT, Connecting cities, Building successes’. (2012).

http://urbact.eu/fileadmin/Projects/EVUE/outputs_media/EVUE_report_280912_FINAL.pdf



Diagrama 24.- Estación de carga de vehículo eléctrico

Asociación EUVE: Electric Vehicles in Urban Europe. ‘European Programme for Sustainable Urban Development URB ACT, Connecting cities, Building successes’. (2012).

http://urbact.eu/fileadmin/Projects/EVUE/outputs_media/EVUE_report_280912_FINAL.pdf



3. NATURAL GAS FOR MARINE VESSELS. U.S MARKET OPORTUNITIES (AMERICAN CLEAN SKIES FOUNDATION. ABRIL 2012)

Como los costos de diésel aumentan, el sector del transporte está buscando alternativas y combustibles más limpios para mover mercancías y para la prestación de servicios. Este estudio ofrece la primera mirada en profundidad a los desafíos y las perspectivas de la conversión de buques de la marina de los Estados Unidos para el gas natural licuado (GNL), que es típicamente visto como combustible para camiones de largo recorrido.

Los autores de este informe ⁴⁷, los economistas y los ingenieros liderados por Thomas Balon y Dana Lowell, son optimistas sobre las perspectivas de un mayor uso del gas natural como un combustible de la marina, en los EE.UU. y en todo el mundo.

Sin embargo, la conversión de gas natural no será una opción para todos los buques, debido al alto costo de conversión.

A pesar del potencial para ahorros significativos de costos anuales de combustible después de la conversión, este análisis sugiere que el periodo de recuperación para conversión de muchos vasos podría ser 10 años o más.

La mayoría de los buques de navegación marítima operan en combustible líquido de petróleo, ya sea destilado marítimo o aceite residual marino. A nivel mundial hay menos de 50 buques en servicio o en orden que funcionan con gas natural; la mayoría de estos son coches de pasajeros y transbordadores. Prácticamente todos ellos operan en Noruega o en el Báltico o Mar del Norte. En los EE.UU., los precios de los productos básicos de gas natural son históricamente bajos en relación con el precio de los recursos de combustibles marinos derivados del petróleo.

Dado que los precios del gas marítimo como materia prima para la producción de gas natural licuado (GNL) son inciertos, este estudio utiliza un promedio de la Administración de EE.UU. sobre Información de Energía (EIA) previsión de precios Henry Hub y los precios de gas natural entregados a los clientes industriales, como sustitutivo conservador.

En base a los pronósticos actuales, el gas natural entregado para la producción de GNL es ahora al menos 70 % menos caro en una energía base equivalente de combustible residual marino y un 85 % más económico que destilado como combustible marítimo. EIA proyecta

⁴⁷ American Clean Skies Foundation. 'Natural gas for marine vessels'. (Abril 2012).
http://www.cleanskies.org/wp-content/uploads/2012/04/Marine_Vessels_Final_forweb.pdf

actualmente que esta ventaja de precios va a continuar, e incluso aumentar hasta el año 2035. Esto ha abierto una oportunidad para que el costo anual de combustible signifique ahorros al convertir embarcaciones marinas que utilizan el combustible de petróleo para el funcionamiento con gas natural. Sin embargo, para ser utilizado como un combustible marino, gas natural debe ser licuado para aumentar su densidad de energía, y no es limitada la infraestructura del GNL en muchas partes del país, incluyendo en los puertos marítimos y los Grandes Lagos.

Además, la operación de conversión de buques a GNL es cara, ya que puede costar hasta \$ 7 millones el convertir un tamaño mediano para operar en el gas natural, casi \$ 11 millones para convertir un gran ferry de pasajeros, y hasta \$ 24 millones para convertir un granelero de los Grandes Lagos . Aproximadamente una sexta parte de este costo se relaciona con conversión de los motores de los vasos y el resto es para la instalación de tanques de almacenamiento de GNL y sistemas de seguridad relacionados y modificaciones de buques.

Dado el alto costo de la conversión de un buque, clave para el éxito del proyecto, se dirige a los buques con muy alto aprovechamiento y uso anual de combustible en relación al tamaño de la embarcación y la potencia del motor, para maximizar un ahorro anual de combustible. Un tirón de 150 toneladas puede quemar más de 400.000 galones de combustible al año, mientras que un Ferry de 1.000 toneladas puede quemar casi 700.000 galones y un granelero de los Grandes Lagos pueden quemar 2 millones de galones al año.

Según la Guardia Costera de los EE.UU. hay actualmente casi 1.000 remolcadores de bandera EE.UU. más grandes de 100 toneladas, 65 transbordadores de más de 500 toneladas, y 43 de los Grandes Lagos graneleros . Muchos de estos buques podrían ser candidatos potenciales para la operación de conversión de GNL, pero la economía no va a funcionar para cada proyecto.

A pesar de los bajos precios del gas natural, algunos barcos no generarán el combustible anual de ahorro de costes lo suficientemente alto para proporcionar un retorno de la inversión razonable de los altos costos de conversión de buques. Cada proyecto de conversión anticipada deben ser cuidadosamente analizados para evaluar su economía, y debe comenzar con una realista evaluación de los costes de GNL entregando opciones de infraestructura disponibles.

Si la infraestructura de producción de GNL es nueva requerirá mucho para soportar una conversión buque marino, esto podría duplicar el precio del GNL entregado en relación con el precio de los productos básicos de gas natural que se licua, erosionando así anual el ahorro de costes de combustible después de la conversión buque GNL. La economía de cualquier Proyecto de GNL se mejorará significativamente si el proyecto puede tomar ventaja de los actuales de importación de GNL o la capacidad de producción dentro de un distancia razonable

del puerto base del buque, lo que reducirá el número mínimo de vasos necesarios para ser convertido y / o reducir entregado precio del GNL, y así aumentar el ahorro anual de costes de combustible de buques.

Otra de las cuestiones que afectan a la economía de conversión de GNL para algunos barcos es la implementación de futuras emisiones de regulaciones y restricciones de azufre del combustible, que entrará en vigor entre 2016 y 2020 en Estados Unidos. En particular, las reducciones significativas en permitir azufre en el combustible, para que los buques que operan en aguas de Estados Unidos y en el Mar de Norte América y el Caribe.

Las Zonas de Control de Emisiones, requerirán de un interruptor a combustible destilado más caro, o la instalación de costosos controles de emisión, para los buques de consumo de combustible residual. Estos vasos incluyen grandes mineraleros Lagos, metaneros, cruceros y buques de carga. Para estos buques, el costo incremental de cumplimiento relativo a los costos actuales del combustible puede mejorar significativamente la economía de la conversión a la forma natural de baja GNL de azufre.

Los proyectos exitosos requieren un propietario del buque motivado y una motivación del proveedor de GNL. Dada las desventajas significativas del primer movimiento, los proyectos iniciales también pueden requerir la intervención del gobierno para compensar algunos de los costes de la conversión y/o recipiente de GNL en el desarrollo de infraestructuras, en el contexto de promover un mayor uso de combustibles domésticos para el transporte. Después de uno o más vasos conversores dentro de un área geográfica determinada, será más fácil justificar por motivos económicos las conversiones de otros buques.

Figure 1
Vehicle Energy Consumption

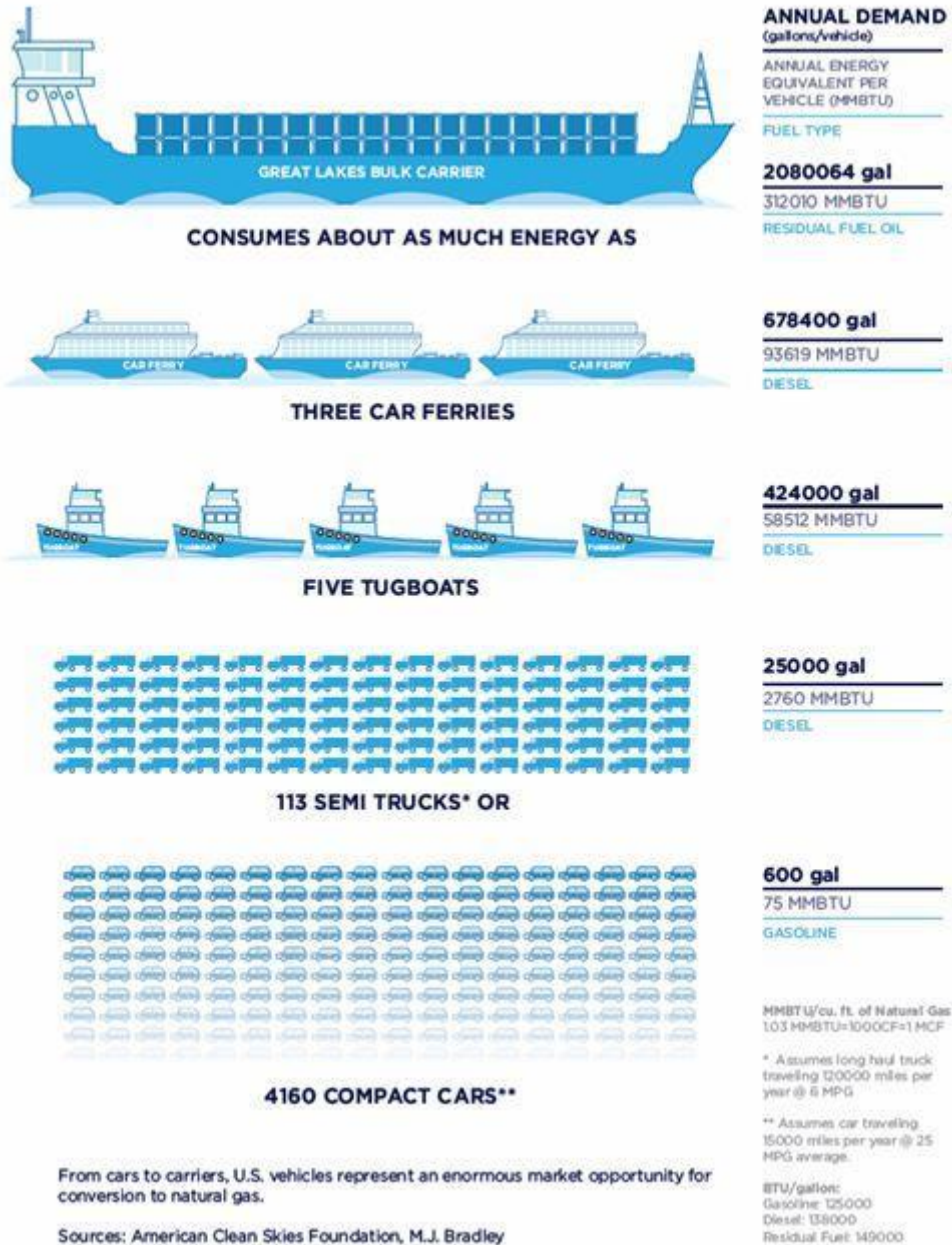


Ilustración 58.- Vehicle energy Consumption

American Clean Skies Foundation. 'Natural gas for marine vessels'. (Abril 2012). http://www.cleanskies.org/wp-content/uploads/2012/04/Marine_Vessels_Final_forweb.pdf

4. GLOBAL EV OUTLOOK. UNDERSTANDING THE ELECTRIC VEHICLE LANDSCAPE TO 2020

La electrificación de la flota mundial de vehículos es, sin duda, una ambición a largo plazo.⁴⁸

Cuotas de mercado EV todavía están por debajo del 1% en la mayoría de los mercados importantes, debido en parte a los altos costos iniciales, las limitaciones reales y percibidas de rango, y la falta de educación de los consumidores. Al mismo tiempo, ha habido un progreso considerable en el mercado mundial, lo que sugiere una perspectiva relativamente positiva.

El año 2012 estuvo marcado por algunos hitos notables en términos de ventas, los esfuerzos globales de ID + D, y una mayor diversidad de modelo. A través de sus palabras y acciones, los gobiernos y la industria han reafirmado su compromiso con la electrificación del vehículo. Ese compromiso se ha traducido en una reducción sustancial del coste de la batería, un mayor despliegue de infraestructura, adquisición de la flota, y una variedad de asociaciones público-privadas innovadoras.

A pesar de una larga historia de obstáculos y reveses repetidos, la movilidad eléctrica sigue avanzando hacia un mejor estado del arte y una presencia en el mercado más duradera. De hecho, los vehículos eléctricos continúan abriendo una variedad de segmentos de consumidores no considerados posibles en el pasado. Esto no quiere decir que el camino por delante será fácil, sobre todo para cumplir los ambiciosos objetivos de sostenibilidad. La penetración en el mercado probablemente se desarrollará gradualmente durante unos años, por lo que requiere una buena dosis de paciencia para las personas que esperan una nueva era de transporte limpio. La transformación de la forma en la que los automóviles están alimentados y el requisito de escalar la infraestructura no ocurrirá en una cuestión de meses.

Los desafíos que enfrenta la electrificación de vehículos son complejos y por tanto, es un amplio y coordinado esfuerzo entre todas las partes interesadas pertinentes para abordarlos.

"Global EV Outlook. Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020"

Por otra parte, la electrificación de la flota de pasajeros debe considerarse en el contexto de la creciente urbanización y la densidad de población. Hoy en día, la mitad de la población mundial vive en las ciudades y las Naciones Unidas proyecta que la proporción se acercará al 70% en 2050.³⁹ A fin de evitar el aumento de la congestión y la contaminación local del aire, es necesaria una estrategia de movilidad en su conjunto. Mejora y ampliación del transporte público, el aumento de acceso peatonal y de bicicletas y nuevos "servicios de movilidad"

⁴⁸ Global EV Outlook. 'Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020'. (Abril 2013). http://www.iea.org/publications/globalevoutlook_2013.pdf

deben ser componentes de una estrategia de este tipo. Los vehículos eléctricos tienen un papel para jugar en estas, las ciudades inteligentes más sostenibles, y su tecnología tiene potenciales beneficios indirectos para una variedad de industrias.

Estos efectos pueden ser inmediatos y de larga duración, la alteración de la energía del mundo, económica y dinámica política.

En última instancia, un juicio binario ya sea del éxito o fracaso de la electrificación no debe ser aplicado en cualquier punto en el tiempo. Más bien, como el mercado sigue avanzando su desarrollo se debe supervisar, apoyar la política evaluada, y las lecciones aplicadas. No se deberían evitar las preguntas difíciles; mientras los conocimientos obtenidos se deben utilizar para emplear soluciones de base amplia y consecuente que traerán al mundo más cerca de la visión compartida de transporte sostenible.

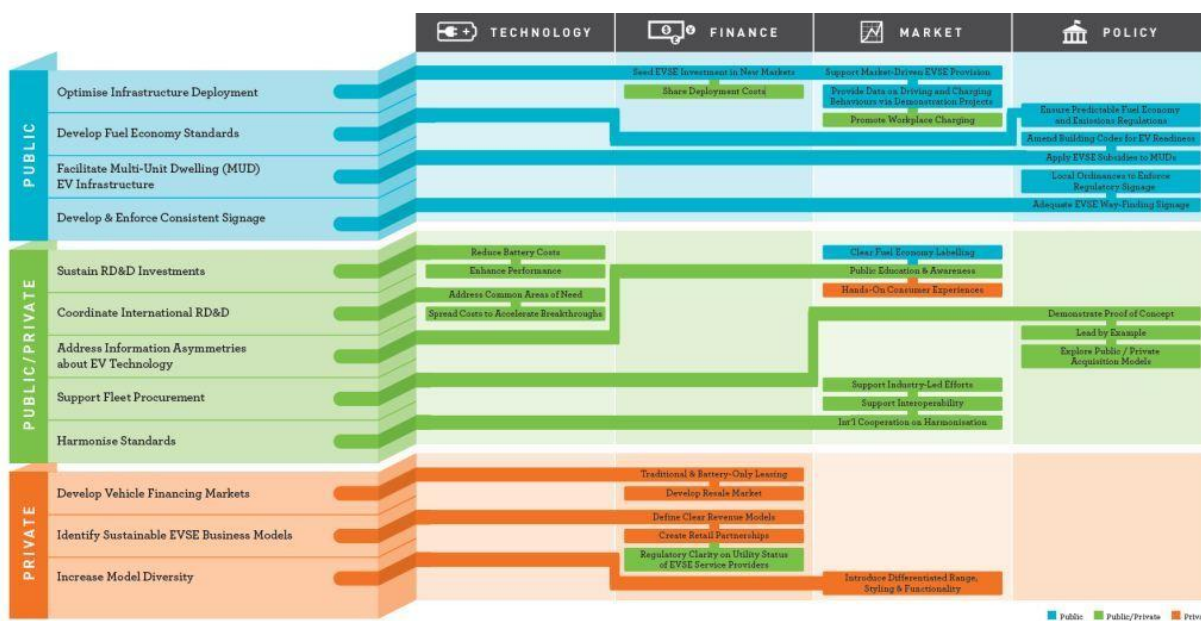


Ilustración 59.- Opportunity Matrix: Pathways to 2020

Global EV Outlook. 'Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020'. (Abril 2013). http://www.iea.org/publications/globalevoutlook_2013.pdf

Hay varias acciones que pueden ayudar al mundo a poner al menos 20 millones de vehículos eléctricos en la carretera en 2020. Las partes interesadas deben desempeñar diferentes roles. Cada acción no tiene que suceder en todos los países, y no hay un solo país o un sector que pueda hacerlo todo por sí mismo.

La *Iniciativa de Vehículos Eléctricos (EVI)* seguirá facilitando la coordinación y comunicación para abordar los retos de la electrificación del vehículo, y alinear las prioridades entre las partes interesadas EV clave en todo el mundo.

Esta Matriz de Oportunidades identifica qué sectores son los más adecuados para tomar la iniciativa en las cuatro áreas de necesidad:

- 1) la tecnología,
- 2) las finanzas,
- 3) del mercado,
- 4) la política.

Más importante aún, también identifica oportunidades para los sectores público y privado para trabajar en conjunto.

TÍTULO 11.- NUEVOS RECURSOS DE GAS

1. INFORME EIA U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION “WORLD SHALE GAS RESOURCES: AN INITIAL ASSESSMENT OF 14 REGIONS OUTSIDE THE UNITED STATES” ABRIL 2011

En total, el informe⁴⁹ evalúa 48 cuencas de gas de esquisto en 32 países, que contiene cerca de 70 formaciones de gas de esquisto. Estas evaluaciones cubren los recursos de gas de esquisto más prospectivos en un grupo selecto de países que demuestran un cierto nivel de promesa relativamente a corto plazo y para las cuencas que tienen una cantidad suficiente de datos geológicos para el análisis de los recursos.

La figura muestra la ubicación de estas cuencas y las regiones analizadas.

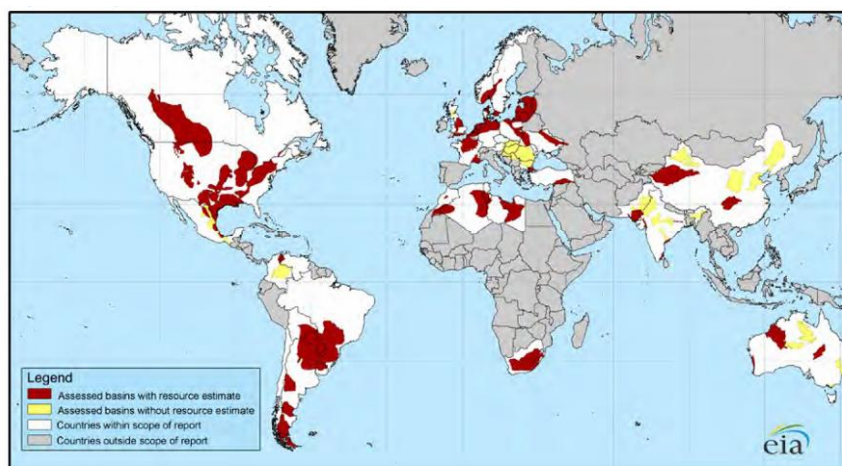


Ilustración 60.- 48 world major shale gas basins

EIA U.S Energy Information Administration. ‘World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States’. (Abril 2011). <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

La leyenda del mapa indica cuatro colores diferentes en el mundo que se corresponden con el ámbito geográfico de esta evaluación inicial:

- Las áreas de color rojo representan la ubicación de las cuencas de gas de esquisto evaluados para el que estima "arriesgaron" y se proporcionaron los recursos de gas en el lugar, técnicamente recuperables.

⁴⁹ Informe eia U.S Energy Information Administration. ‘World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States’. (Abril 2011). <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
<http://www.adv-res.com/pdf/ARI%20EIA%20Intl%20Gas%20Shale%20APR%202011.pdf>

- La zona de color amarillo representa la ubicación de las cuencas de gas de esquisto que se revisaron, pero para los que no se proporcionaron estimaciones, debido principalmente a la falta de datos necesarios para realizar la evaluación.
- Los países coloreados blancos son aquellos para los que se consideró al menos una cuenca de gas de esquisto para el informe.
- Los países de colores grises son aquellas para las que no se consideraron las cuencas de gas de esquisto para el informe.

Aunque las estimaciones de los recursos de gas de esquisto es probable que cambie con el tiempo, el informe muestra que la base internacional de recursos de gas de esquisto es enorme. La estimación inicial de recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables en los 32 países examinados es de 5.760 billones de pies cúbicos. Además de la estimación del gas de esquisto en EE.UU. de recursos técnicamente recuperables de 862 billones de pies cúbicos en los resultados de una estimación total de la base de recursos de esquisto es de 6,622 billones cúbicos de pies de los Estados Unidos y los otros 32 países evaluados.

Para poner esta estimación de recursos de gas de esquisto en cierta perspectiva, 5 reservas del mundo probadas de gas natural al 1 de enero de 2010, es alrededor de 6.609 billones de pies cúbicos, y 6 recursos de gas técnicamente recuperables son aproximadamente 16.000 billones de pies cúbicos, 7 excluyendo gran parte del gas de esquisto. Por lo tanto, la adición de los recursos de gas de esquisto identificados a otros recursos de gas, aumenta los recursos de gas técnicamente recuperables totales, en más del 40 por ciento a 22.600 billones de pies cúbicos.

Las estimaciones de los recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables de los 32 países fuera de los Estados Unidos representa un recurso moderadamente conservador 'arriesgado' para las cuencas revisados. Estas estimaciones son inciertas, dada la relativamente escasez de datos que existen en la actualidad y el enfoque que el consultor ha utilizado probablemente resultaría en una estimación más alta una vez que se dispone de información.

La metodología se describe a continuación y se describe con más detalle en el informe que se adjunta, y no es directamente comparable a la evaluación de los recursos más detallados que resultan en un rango de probabilidad de la técnica recurso recuperable. En el momento actual, hay esfuerzos en marcha para el desarrollo de evaluaciones más detalladas de los recursos de gas de esquisto por los propios países, con muchas de estas evaluaciones están asistidos por una serie de agencias federales de Estados Unidos bajo los auspicios de la Iniciativa Global de gas de esquisto (GSGI), que fue puesto en marcha en abril de 2010.

Profundizando en los resultados a nivel de los países, hay dos grupos de países que emerger en el desarrollo de gas de esquisto puede aparecer más atractivo. El primer grupo está formado por los países que son actualmente muy dependientes de las importaciones de gas natural, tienen por lo menos algún tipo de infraestructura de producción de gas, y de sus recursos de gas de esquisto estimadas son sustanciales en relación con su consumo de gas actual. Para estos países, el desarrollo de gas de esquisto podría alterar significativamente su futuro equilibrio de los gases, lo que puede motivar el desarrollo. Los ejemplos de los países de este grupo son Francia, Polonia, Turquía, Ucrania, Sudáfrica, Marruecos y Chile. Además, la dotación de recursos de gas de esquisto de Sudáfrica es interesante, ya que puede ser atractivo para el uso de que el gas natural como materia prima de sus gas to liquids existentes (GTL) y carbón a líquidos (CTL) plantas.

El segundo grupo está formado por aquellos países donde la estimación de recursos de gas de esquisto es grande (por ejemplo, por encima de 200 billones de pies cúbicos) y ya existe una infraestructura de producción de gas natural importante para el uso interno o para la exportación.

Además de los Estados Unidos, los ejemplos notables de este grupo incluyen a Canadá, México, China, Australia, Libia, Argelia, Argentina, y Brasil. La infraestructura existente sería ayudar en la conversión oportuna de los recursos en la producción, sino que también podría dar lugar a la competencia con otras fuentes de suministro de gas natural. Para un país en particular, la situación podría ser más compleja.

	2009 Natural Gas Market ⁽¹⁾ (trillion cubic feet, dry basis)			Proved Natural Gas Reserves ⁽²⁾ (trillion cubic feet)	Technically Recoverable Shale Gas Resources (trillion cubic feet)
	Production	Consumption	Imports (Exports)		
Europe					
France	0.03	1.73	98%	0.2	180
Germany	0.51	3.27	84%	6.2	8
Netherlands	2.79	1.72	(62%)	49.0	17
Norway	3.65	0.16	(2,156%)	72.0	83
U.K.	2.09	3.11	33%	9.0	20
Denmark	0.30	0.16	(91%)	2.1	23
Sweden	-	0.04	100%	-	41
Poland	0.21	0.58	64%	5.8	187
Turkey	0.03	1.24	98%	0.2	15
Ukraine	0.72	1.56	54%	39.0	42
Lithuania	-	0.10	100%	-	4
Others ⁽³⁾	0.48	0.95	50%	2.71	19
North America					
United States ⁽⁴⁾	20.6	22.8	10%	272.5	862
Canada	5.63	3.01	(87%)	62.0	388
Mexico	1.77	2.15	18%	12.0	681
Asia					
China	2.93	3.08	5%	107.0	1,275
India	1.43	1.87	24%	37.9	63
Pakistan	1.36	1.36	-	29.7	51
Australia	1.67	1.09	(52%)	110.0	396
Africa					
South Africa	0.07	0.19	63%	-	465
Libya	0.56	0.21	(165%)	54.7	290
Tunisia	0.13	0.17	26%	2.3	18
Algeria	2.88	1.02	(183%)	159.0	231
Morocco	0.00	0.02	90%	0.1	11
Western Sahara	-	-	-	-	7
Mauritania	-	-	-	1.0	0
South America					
Venezuela	0.65	0.71	9%	178.9	11
Colombia	0.37	0.31	(21%)	4.0	19
Argentina	1.46	1.52	4%	13.4	774
Brazil	0.36	0.66	45%	12.9	226
Chile	0.05	0.10	52%	3.5	64
Uruguay	-	0.00	100%	-	21
Paraguay	-	-	-	-	62
Bolivia	0.45	0.10	(346%)	26.5	48
Total of above areas	53.1	55.0	(3%)	1,274	6,622
Total world	106.5	106.7	0%	6,609	

Sources:¹ Dry production and consumption: EIA, International Energy Statistics, as of March 8, 2011.² Proved gas reserves: *Oil and Gas Journal*, Dec., 6, 2010, P. 46-49.³ Romania, Hungary, Bulgaria.⁴ U.S. data are from various EIA sources. The proved natural gas reserves number in this table is from the U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves, 2009 report, whereas the 245 trillion cubic feet estimate used in the Annual Energy Outlook 2011 report and cited on the previous page is from the previous year estimate.

Ilustración 61.- Estimated shale gas technically recoverable resources for select basins in 32 countries, compared to existing reported reserves, production and consumption during 2009

EIA U.S Energy Information Administration. 'World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States'. (Abril 2011). <http://www.eia.doe.gov/pub/pressroom/2011/04/20110401.pdf>

TÍTULO 12.- SOLUCIONES AVANZADAS EN REDES DE GAS

1. INFORME EU COMMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS - EXPERT GROUP 4 – “SMART GRID ASPECTS RELATED TO GAS”

Según indica el informe⁵⁰, no debe ser visto como una relación definitiva con todas las cuestiones relativas a la implementación de la red de gas inteligente. Sin embargo, este informe ofrece una visión inicial sobre el importante papel que las redes de gas y de gas inteligentes pueden desempeñar para alcanzar los objetivos europeos en relación a la energía.

Mediante la promoción de las nuevas funcionalidades, las oportunidades y los productos que se describen en los capítulos 5 y 6 del informe, permitirán la realización del concepto de redes de gas inteligentes permitiendo la integración de la electricidad, gas, calefacción y refrigeración, y la optimización de la eficiencia energética en general y la eficiencia general de las redes. Se requerirá un mayor desarrollo para asegurarse de que las opciones están plenamente explotadas. Esta voluntad requerirá la cooperación de todas las partes interesadas y el desarrollo de mecanismos de mercado adecuados.

El uso y el concepto de las redes de gas inteligentes son muy diferentes de las redes eléctricas inteligentes, en particular debido a la mayor posibilidad, en comparación con las redes eléctricas de almacenar fácilmente la energía. Las redes eléctricas inteligentes pretenden optimizar el mercado de la electricidad y de la economía. Por el contrario, las redes de gas inteligente tienen como objetivo crear una interacción fructífera y flexible entre las redes de gas y otras redes incluyendo las redes de electricidad y otras fuentes distribuidas de gas. *Informe EU Commission Task Force for Smart Grids - Expert Group 4 – “Smart Grid aspects related to gas”*

En las redes inteligentes, para tener éxito en el logro de las ambiciones establecidas en el presente informe, EG4 recomienda (además de las recomendaciones de normalización que figuran en el capítulo 10) las siguientes regulaciones / acciones en el ámbito europeo:

- Definir las responsabilidades en materia de calidad del gas y la composición a nivel europeo. Actualmente esto es diferente y / o no están claramente definidos en los distintos estados miembros europeos.
- Promover la utilización de los aparatos de gas y gas inteligentes, que aceptan una gama más amplia de gas composiciones. Esto cada vez permitir una gama más amplia de la composición del gas en el red.

⁵⁰ Informe EU Commission Task Force for Smart Grids. Expert Group 4. ‘Smart Grid aspects related to gas’. (2011).

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group4.pdf de jun de 2011

- Alinear las tercera directivas del paquete de energía con el fin de permitir una mayor interacción entre la energía transportistas.
- Promover vehículos a gas natural, especialmente en relación con el transporte público y los vehículos comerciales / Bienes.
- Promover la refrigeración con gas, basado en la absorción.
- Estimular proyectos de redes de gas inteligentes a nivel europeo (tales 7PM de la UE o futuro 8PM UE).
- Estimular el desarrollo de plantas piloto de gas natural bio- sintético.
- Promover la inyección de biometano en general, incluso mediante la concesión de subvenciones y del establecimiento de objetivos europeos, como una ruta para la descarbonización de los suministros de gas. Esto facilitaría el uso eficiente continuado de la extensa red de gas existente, mientras que el logro de objetivos de reducción de gases de efecto invernadero. La reducción de los costos de la inyección de rejilla también será un componente importante de esta actividad, para evitar la elección de los desarrolladores de proyectos para utilizar el biogás para la generación de electricidad de baja eficiencia en lugar de la inyección red de gas.
- Desarrollar un marco regulatorio para incentivar el despliegue de redes inteligentes

TÍTULO 13.- SOLUCIONES AVANZADAS EN REDES ELÉCTRICAS

1. INFORME INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) “TECHNOLOGY ROADMAP – SMARTS GRIDS” ABRIL 2011

Conclusiones

Las redes inteligentes son una inversión fundamental que ofrecen la posibilidad de sustituir el uso eficiente de la información para más convencional "de acero en el terreno" las inversiones en el sistema eléctrico, en un considerable ahorro de costes para los consumidores, como se demuestra por los primeros resultados de los proyectos piloto.⁵¹

Las redes inteligentes también cambiarán la forma de hacer la planificación del sistema de energía, y cómo los mercados de electricidad al por mayor y al por menor son coordinados. La información recopilada a través de las redes inteligentes no sólo dará poder a los clientes a gestionar su consumo de electricidad, pero permitirá a los operadores del sistema eléctrico para comprender mejor y satisfacer las necesidades de los usuarios.

Los roles del gobierno y el sector privado están a menudo mal entendidos, a veces por sí mismos y, a menudo por el otro. La amplitud y la complejidad del sistema eléctrico (tecnológicamente y desde el punto de vista regulatorio y de mercado) , y su importancia para la sociedad en general, aumentan la necesidad de entender que deben llevar a cabo las acciones indicadas en esta hoja de ruta.

Ni el gobierno por sí solo, ni el sector privado por sí solo, puede lograr el objetivo de modernizar el sistema eléctrico. La colaboración es vital. Se muestra un resumen de las acciones de los actores clave del sistema de electricidad, presentado para indicar quién debe asumir el liderazgo en estos esfuerzos. En la mayoría de los casos, tendrá que participar en cada acción una amplia gama de actores.

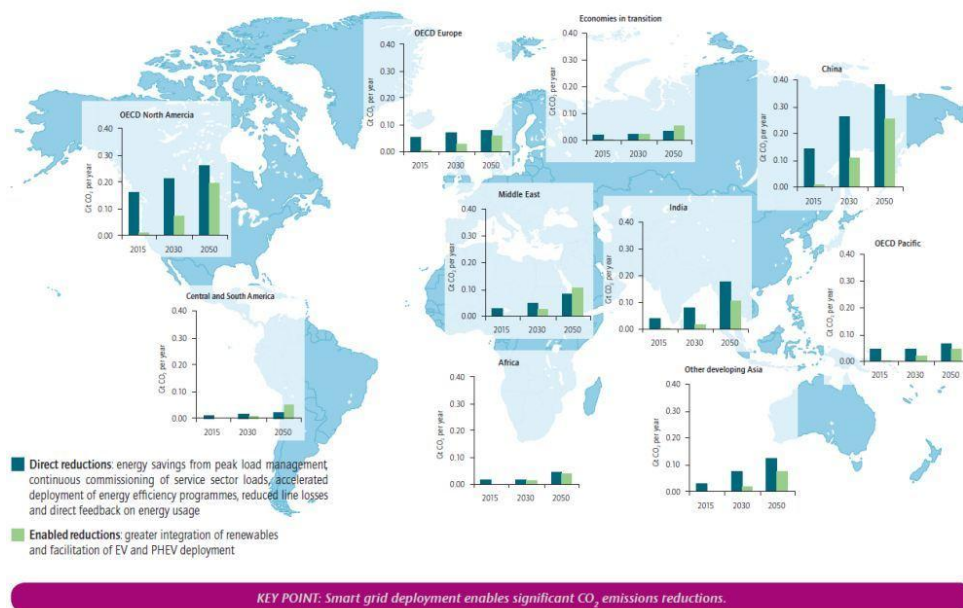
Lead stakeholder	Action
Consumers and consumer advocates	Develop understanding of electricity system reliability, quality, security and climate change benefits of smart grids. Help develop regulatory and market solutions that share investment risks, costs and benefits with all consumers. Actively engage in developing system demonstrations and deployments in order to ensure consumer contribution to and benefit from future electricity systems and markets, while ensuring consumer protection.
Environmental groups	Support the development of smart grids necessary for a range of clean energy technology deployments such as wind, solar and electric vehicles.
International governmental organisations	Support the RD&D of smart grid solutions for developing countries through targeted analysis, roadmapping exercises and capacity building. Support international collaboration on and dissemination of smart grid RD&D, including business and regulatory experiences.

⁵¹ iea International Energy Agency. ‘Technology Roadmap Smart Grids’. (2011). http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf

Lead stakeholder	Action
Electricity generators	Utilise flexibility and enhancements delivered by smart grids to increase use of variable generation to meet demand growth and decrease emissions.
Transmission and distribution system operators	<p>Develop business models along with government and regulators that ensure all stakeholders share risks, costs and benefits.</p> <p>Lead education in collaboration with other stakeholders on the value of smart grids, especially with respect to system reliability and security benefits.</p> <p>Promote adoption of real-time energy usage information and pricing to allow for optimum planning, design and operation of distribution and transmission systems in a co-ordinated fashion.</p> <p>Demonstrate smart grids technology with business models that share risks, benefits and costs with customers in order to gain regulatory approval and customer support.</p>
Government and regulators	<p>Collaborate with public and private sector stakeholders to determine regulatory and market solutions that can mobilise private sector investment in all electricity system sectors.</p> <p>Recognise that smart grid deployments should reflect regional needs and conditions – a “one-size-fits-all” does not apply to the deployment of smart grids.</p> <p>Plan for evolution in regulation along with technology development – new technologies will both offer and need new regulatory options.</p> <p>Invest in research, development and demonstration (RD&D) that address system-wide and broad-range sectoral issues, and that provide insights into behavioural aspects of electricity use.</p>
Technology and solution providers	<p>Deliver full technology solutions to system operators through partnership with others in the value chain to address concerns with technology system integration, long-term post-installation support, and security and reliability.</p> <p>Create a strategy and develop standards in participation with industry and government stakeholders on an international level to ensure interoperability of system components and reduce risk of technology obsolescence.</p>

Tabla 13.- Summary of actions led by stakeholders

IEA International Energy Agency. ‘*Technology Roadmap Smart Grids*’. (2011). http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf



Gráfica 23.- World CO₂ emissions reduction from smart grid deployment

IEA International Energy Agency. ‘*Technology Roadmap Smart Grids*’. (2011). http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf

TÍTULO 14.- VARIOS

15/05/2008 - Sharp presenta la pila de combustible a metanol más potente del mundo.

Sharp Presenta el último prototipo de pila de combustible a metanol; incorpora una celda capaz de proporcionar 0,3 vatios por centímetro cúbico, lo que la convierte en la más potente hasta la fecha.

13/01/2009 – Horizon MiniPak, un cargador a hidrógeno para móvil /cámara de fotos/multimedia- CES 2009.

El MiniPak utiliza cartuchos de hidrógeno sólido (en forma de hidruro), mediante los cuales puede proporcionar una "inyección" comparable a cuatro pilas AA. La electricidad se suministra vía microUSB, y según el fabricante, cada cartucho puede reutilizarse un máximo de 1.000 veces.

25/02/2009 - Sony muestra sus últimos avances en pilas de combustible en la FC expo 2009.

Un cargador híbrido portátil que combina un generador a metanol con una batería de iones de litio. Sony también tiene un modelo para interiores con dos puertos USB, e incluso ha aplicado su tecnología a un sistema de altavoces con depósito interno. Dicha implementación presenta la ventaja de no necesitar cable alguno para su funcionamiento, por lo que podría servir para instalar sistemas de cine en casa 100% inalámbricos.

09/04/2009 - Samsung presenta un generador eléctrico a metanol para el ejército.

Allá por 2006 Samsung presentó un prototipo a metanol capaz de proporcionar electricidad suficiente como para alimentar un portátil durante todo un mes, prometiendo su comercialización a finales de 2007.

Su último producto basado en la tecnología DMFC o Direct Methanol Fuel Cell es un generador de 3,5 kilos que proporciona 1.800 Wh; suficiente para alimentar todos los dispositivos electrónicos de un soldado moderno durante tres días.

09/07/2009 - Antares DLR-H₂, el primer avión tripulado a pila de combustible.

El Antares DLR-H₂ se convirtió en el primer avión tripulado a pila de combustible en realizar un vuelo completo tras sobrevolar la ciudad de Hamburgo. Su diseño, basado en el planeador Antares 20Em, ha sido modificado para acomodar su grupo propulsor, y le proporciona una generosa envergadura de 20 metros. Gracias a su reducido peso puede recorrer 750 km durante 5 horas, y alcanza una velocidad máxima de 170 km/h (de forma temporal, porque técnicamente podría tocar los 300 km/h). Su eficiencia energética, es próxima al 44%, lo que

según sus creadores es el doble de lo normal en un motor de combustión; algo a lo que podemos añadir el hecho de que sólo emite vapor de agua durante su funcionamiento.

14/01/2010 - Horizon Hydrofill, "la primera estación de hidrógeno personal".

La empresa, especializada en la creación de sistema de pila de combustible, ha anunciado para el CES un nuevo generador etiquetado como "la primera estación de hidrógeno personal". El Hydrofill se llena con agua del grifo, y conectado a un enchufe, instalación solar o turbina eólica, extrae el hidrógeno y lo guarda en uno de sus Hydrosticks, una especie de baterías metálicas que después pueden ser utilizadas para alimentar todo tipo de dispositivos.

22/01/2010 - El exoesqueleto de combate HULC tendrá más de tres días de autonomía gracias a Protonex.

Los exoesqueletos de combate ya están un poco más cerca del campo de batalla. Lockheed Martin ha anunciado que su sistema de asistencia robotizado HULC será actualizado esta semana con una pila de combustible Protonex, que permitirá a los soldados del futuro desplazarse con cargas de hasta 90 kg durante más de 72 horas. El modelo original fue presentado por Berkeley Bionics en el año 2008, pero entonces sólo se dijo que podría ser utilizado en "misiones de larga duración", sin especificar el número de horas o días.

11/08/2010 - Horizon Energy anuncia una pila de combustible para UAVs.

Horizon Fuel Cell Systems, compañía de Singapur, tiene también una empresa gemela llamada Horizon Energy Systems, que ha anunciado el lanzamiento comercial de la primera pila de combustible diseñada para UAVs eléctricos.

El Aeropak, es una especie de acumulador con el que pretende sustituir las baterías de iones de litio utilizadas en los vehículos aéreos no tripulados de tipo silencioso. Dependiendo del modelo escogido es capaz de generar 900 ó 2.165 W•h, con una densidad energética que supera lo ofrecido por las baterías convencionales, y eso por no hablar de su sencillez de uso: basta con añadir un buen chorro de agua a sus cartuchos químicos de usar y tirar (ahí es donde las baterías le sacan ventaja). Horizon, es más, hasta ha pensado en los UAV movidos por combustibles fósiles, y se ofrece a modificar los depósitos realizados en fibra de carbono para su uso con el Aeropak, tratando sin duda de acercarse a empresas y gobiernos seducidos por los beneficios del hidrógeno, pero poco dispuestos a renovar su flota de aparatos. Una propuesta sumamente interesante, aunque por desgracia, sin precios conocidos (ni civiles, ni militares).

24/01/2012 - Bloom Electrons: alquila tu propio generador eléctrico y paga por lo que consumas.

Bloom Energy, acaba de anunciar la llegada de Bloom Electrons, una iniciativa que pretende trasladar este concepto de energía limpia, fiable y económica a los hogares de los

consumidores, sin tener que realizar el importante desembolso que se necesitaba en un principio. En lugar de comprar las baterías, la idea consiste en alquilarlas por un periodo de 10 años con un contrato de 2 megavatios y pagar únicamente la electricidad usada. Del mismo modo, el fabricante espera que empresas colaboradoras como Credit Suisse o el Silicon Valley Bank permitan a organizaciones sin ánimo de lucro o instituciones educativas financiar proyectos a medida con los que acceder a sus servicios.

13/03/2012 - RIM patenta un método de producción de teléfonos con pila de combustible.

Los ingenieros de RIM han diseñado un sistema producción para teléfonos móvil con pila de combustible integrada en lugar de la típica batería. La patente concedida a los de Waterloo contempla el uso de un sistema conversor de energía alojado entre el teclado y la propia circuitería del terminal, que quedaría situada sobre la propia pila de combustible y dejaría que el vapor de agua resultante se expulsará entre las teclas a través de unos tubos para tal efecto.

(US PATENT & TRADEMARK OFFICE 2012)

09/05/2012 - Lilliputian Systems da dos semanas de autonomía a tu smartphone con su cargador de butano.

Lilliputian Systems ha desarrollado un dispositivo cargador de pila de combustible del tamaño de un smartphone que cuenta en su interior con cartuchos de butano sustituibles que serán capaces de proveer de energía a tu terminal durante dos semanas. A través de su puerto USB, se puede alimentar un móvil allá donde vayas (es capaz por ejemplo de cargar por completo entre 10 y 14 veces un iPhone 4) además de adquirir las unidades adicionales de butano por separado en tiendas de la cadena estadounidense Brookstone (en las que por supuesto también se ofrecerán los cartuchos para su compra). Si los planes de la casa no fallan, su cargador de combustible para teléfonos móviles debería estar disponible para adquirir a finales de este año 2012, sin precio por el momento confirmado.

10/05/2012 - RIM continúa su recorrido hacia la pila de combustible con la publicación de dos nuevas patentes. (solicitadas en 10-11-2010).

La primera de ellas se refiere al marco mismo de la pila de combustible, mientras que la segunda trata del propio depósito. El principal objetivo de la patente es mostrar cómo encajar una pila de combustible en el reducido espacio de un dispositivo móvil (US PATENT & TRADEMARK OFFICE 2012).



SECCIÓN 7.- SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE. PROTOCOLO KYOTO

El GNL ha sido manejado con éxito durante muchos años. La industria no está libre de incidentes, pero ha mantenido un record de seguridad industrial envidiable, especialmente durante los últimos 40 años.

En junio de 2002 había alrededor de 200 instalaciones de “Reducción de pico” y almacenamiento de GNL a nivel mundial, algunas en funcionamiento desde mediados de los años 60. Hay 113 instalaciones activas de GNL repartidas a través de los EE.UU., con una mayor concentración de instalaciones en la región noreste.

El seguro y buen funcionamiento de estas instalaciones, tanto de embarcaciones y terminales, y la protección de las mismas de actividades terroristas o de otras formas de accidentes o lesiones, son una preocupación y responsabilidad compartida por los operadores y las autoridades.

Las instalaciones de GNL en tierra, son localidades industriales y como tal, están sujetas a todas las reglamentaciones y estándares del medio ambiente impuestos por las diferentes autoridades. Estas mismas o similares preocupaciones se aplican al almacenamiento del gas natural, transporte vía gasoductos, la distribución y el uso diario del gas natural.

En general, la industria del GNL ha tenido un record de seguridad industrial excelente comparado con otras plantas de refinación y petroquímicas.

Actualmente son 17 países los que exportan GNL. La lista está liderada por Qatar, que con una producción anual de aproximadamente 77 MTPA (repartidas en 11 trenes de licuefacción), ya prácticamente ha maximizado su producción. Australia tiene en proyecto aumentar la producción desde los casi 19.8 MTPA actuales hasta los 82 MTPA y desbancará a Qatar de la primera posición (proyectos planeados en Australia incluyen Browse LNG, Gorgon LNG, Pluto, Prelude, Sunrise, etc.).

El GNL ha sido transportado de manera segura a través del mar por más de 40 años. En este tiempo, han habido más de 33,000 viajes de embarcaciones de GNL, cubriendo más de 60 millones de millas, sin grandes accidentes o problemas de seguridad ni en puertos ni en alta mar. Los tanqueros de GNL usualmente atraviesan áreas de alto tráfico. Por ejemplo en el 2000, un cargamento entró la Bahía de Tokyo cada 20 horas, en promedio, y un cargamento entró la Bahía de Boston cada semana.



La industria del GNL ha cubierto los rigurosos estándares puestos por países como los EE.UU., Japón, Australia, y naciones europeas. Según el Departamento de Energía de los EE.UU., durante la vida de esta industria, 8 accidentes marinos alrededor del mundo han resultado en derrames de GNL, varios causados por cascos dañados debido a fracturas frías pero en ninguno ocurrió un incendio. Hay 7 incidentes en los que no hubo derrame, dos por encallamiento en donde no hubo pérdida del cargamento. No han habido ningunas fatalidades en embarcaciones de GNL.

Han ocurrido accidentes aislados con fatalidades en distintas instalaciones en tierra durante los primeros años de la industria. Desde entonces han sido implementadas regulaciones de seguridad y operaciones más estrictas.

1. EL GAS NATURAL Y EL EFECTO INVERNADERO

El gas natural tiene efectos positivos en el efecto invernadero, en comparación con los otros combustibles fósiles utilizados actualmente. Es el más limpio de los combustibles fósiles. Su uso contribuye al desarrollo económico del país y mejora la calidad de vida.

La Unión Europea diseñó la política 20-20-20, también denominado *Paquete Verde*, con objetivos concretos que se desarrollan a través de medidas concretas:

- Ahorro del 20% de la demanda de energía.
- Cobertura del 20% de la energía mediante renovables.
- Disminución en un 20% de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) respecto niveles de 1990.

En la Comunicación sobre combustibles alternativos (COM(2001)547), se ha establecido el objetivo de modificar la proporción de los carburantes utilizados para diversificar la canasta energética y reducir la contaminación local.



Se identifican tres combustibles principales, biocombustibles, gas natural e hidrógeno y unos objetivos de niveles de uso:

% Sustitución				
Año	Biocom	Gas natural	H ₂	Total
2005	2	-	-	2
2010	6	2	-	8
2015	7	5	2	14
2020	10(*)	10	5	25

Tabla 9 - Tabla Objetivo cambio proporción combustibles alternativos Comisión Europea 2001. Elaboración propia.

(*) Objetivo ampliado en la COM (2006)845

Se han establecido a nivel comunitario límites estrictos en los valores de los contaminantes que impactan en la calidad del aire (NO_x y PM fundamentalmente) y sanciones en caso de incumplimiento.

La Comisión Europea aplicará un enfoque integrado para alcanzar antes de 2012 el objetivo de la UE fijado en 120 g/km de CO₂.

Los países europeos y los Estados Unidos han establecido ayudas para incentivar la adquisición de vehículos con combustibles alternativos, que pretenden compensar el sobrecoste que estos presentan, entre 2000 y 7000 euros.

Las emisiones de dióxido de carbono relacionadas con la energía (CO₂) mundial crecerá lentamente, luego se estabilizarán en torno a 2030. En los Estados Unidos y Europa, donde la sustitución del carbón a combustibles menos intensivos en carbono como el gas natural ya está en marcha, las emisiones se reducirán hasta el 2040.⁵²

⁵² ExxonMobil. 'The Outlook for Energy - A View to 2040'. (2012). http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_eo2012.pdf



2. EL PROTOCOLO DE KIOTO

ES... el acuerdo institucional internacional más importante en relación al cambio climático, que tiene su origen en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en 1992.

BUSCA... reducir las emisiones de seis GEIs de los principales países industrializados con el fin de que, en una primera fase, en el periodo que va de 2008 a 2012 esas emisiones descieran un 1,8%* por debajo de las registradas en 1990. Según la propuesta inicial de 1997, los países firmantes debían lograr que en el plazo que va de 2008 a 2012 las emisiones de GEIs descendieran un 5,2% por debajo de las registradas en 1990. En la cumbre de Bonn (julio de 2001) ese límite se ha fijado en un 1,8%, ya que de lo contrario se corría el riesgo de que el Protocolo no se ratificara

SE APLICA A... las emisiones de 6 Gases de Efecto Invernadero: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆) .

Esto no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en un 5 % como mínimo, sino que este es un porcentaje a escala global y, por el contrario, cada país obligado por Kioto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir la contaminación global.

El protocolo fue inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kioto, Japón, pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005. En noviembre de 2009, eran 187 estados los que ratificaron el protocolo. Estados Unidos, mayor emisor de gases de invernadero mundial,⁴ no ha ratificado el protocolo.

El instrumento se encuentra dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), suscrita en 1992 dentro de lo que se conoció como la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro. El protocolo vino a dar fuerza vinculante a lo que en ese entonces no pudo hacer la CMNUCC.⁵³

2.1. ANTECEDENTES

El 11 de diciembre de 1997 los países industrializados se comprometieron, en Kioto, a ejecutar un conjunto de medidas para reducir los gases de efecto invernadero. Los gobiernos signatarios de dichos países pactaron reducir en al menos un 5 % en promedio las emisiones contaminantes entre 2008 y 2012, tomando como referencia los niveles de 1990. El acuerdo entró en vigor el 16 de febrero de 2005, después de la ratificación por parte de Rusia el 18 de noviembre de 2004.

⁵³ Wikipedia. (Consultado en 2014).

http://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_clim%C3%A1tico



El objetivo principal es disminuir el cambio climático antropogénico cuya base es el efecto invernadero. Según las cifras de la ONU, se prevé que la temperatura media de la superficie del planeta aumente entre 1,4 y 5,8 °C de aquí a 2100, a pesar que los inviernos son más fríos y violentos. Esto se conoce como calentamiento global. «*Estos cambios repercutirán gravemente en el ecosistema y en nuestras economías*», señala la Comisión Europea sobre Kioto.

Una cuestión a tener en cuenta con respecto a los compromisos en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es que la energía nuclear queda excluida de los mecanismos financieros de intercambio de tecnología y emisiones asociados al Protocolo de Kioto, pero es una de las formas de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en cada país. Así, el IPCC en su cuarto informe, recomienda la energía nuclear como una de las tecnologías clave para la mitigación del calentamiento global.

2.2. ENTRADA EN VIGOR

Se estableció que el compromiso sería de obligatorio cumplimiento cuando lo ratificasen los países industrializados responsables de, al menos, un 55 % de las emisiones de CO₂. Con la ratificación de Rusia en noviembre de 2004, después de conseguir que la UE pague la reconversión industrial, así como la modernización de sus instalaciones, en especial las petroleras, el protocolo ha entrado en vigor. Además del cumplimiento que estos países han hecho en cuanto a la emisión de gases de efecto invernadero se promovió también la generación de un desarrollo sostenible, de tal forma que se utilice también energías no convencionales y así disminuya el calentamiento global.

2.3. PAÍSES Y REGIONES PARTICIPANTES

Estados Unidos

El expresidente de Estados Unidos Bill Clinton firmó el acuerdo pero el Congreso de su país no lo ratificó por lo que su adhesión sólo fue simbólica hasta 2001 en el cual el gobierno de Bush se retiró del protocolo, según su declaración, no porque no compartiese su idea de fondo de reducir las emisiones, sino porque considera que la aplicación del Protocolo es ineficiente (Estados Unidos, con apenas el 4 % de la población mundial, consume alrededor del 25 % de la energía fósil y es el mayor emisor de gases contaminantes del mundo) e injusta al involucrar sólo a los países industrializados y excluir de las restricciones a algunos de los mayores emisores de gases en vías de desarrollo (China e India en particular), lo cual considera que perjudicaría gravemente la economía estadounidense.



La Unión Europea

La Unión Europea, como agente especialmente activo en la concreción del Protocolo, se comprometió a reducir sus emisiones totales medias durante el periodo 2008-2012 en un 8 % respecto de las de 1990. No obstante, a cada país se le otorgó un margen distinto en función de diversas variables económicas y medioambientales según el principio de «*reparto de la carga*», de manera que dicho reparto se acordó de la siguiente manera: Alemania (-21%), Austria (-13%), Bélgica (-7,5%), Dinamarca (-21 %), Italia (-6,5%), Luxemburgo (-28%), Países Bajos (-6%), Reino Unido (-12,5%), Finlandia (-2,6 %), Francia (-1,9%), España (+15%), Grecia (+25%), Irlanda (+13%), Portugal (+27%) y Suecia (+4%).

España

España se comprometió a aumentar sus emisiones un máximo del 15 % en relación al año base. Pero se ha convertido en el país miembro que menos posibilidades tiene de cumplir lo pactado. El incremento de sus emisiones en relación a 1990 durante los últimos años ha sido como sigue: 1996: 7 %; 1997: 15 %; 1998: 18 %; 1999: 28 %; 2000: 33 %; 2001: 33 %; 2002: 39 %; 2003: 41 %; 2004: 47 %; 2005: 52 %; 2006: 49 %; 2007: 52 %; 2008: 42,7 %.

Argentina

Argentina, como país en desarrollo y con aproximadamente el 0,6 % del total de las emisiones mundiales, no estaba obligada a cumplir las metas cuantitativas fijadas por el Protocolo de Kioto. Pese a ello ratificó el acuerdo, previa aprobación del Congreso Nacional el día 13 de julio de 2001, a través de la Ley Nacional 25.438. En consecuencia, su condición de país adherente hace que deba comprometerse con la reducción de emisiones o, al menos, con su no incremento.

Canadá

El 11 de diciembre de 2011 Canadá abandonó el Protocolo de Kioto sobre el cambio climático para no pagar las multas relacionadas con el incumplimiento de la reducción de emisiones. Este anuncio lo hizo pocas horas después de la conclusión de la cumbre sobre el cambio climático de Durban.

2.4. DESPUÉS DE KIOTO

Las llamadas Partes (miembros de la CMNUCC) se reunieron por primera vez para su seguimiento en Montreal, Canadá, en 2005, donde se estableció el llamado Grupo de Trabajo Especial sobre los Futuros Compromisos de las Partes del Anexo I en el marco del Protocolo de Kioto (GTE-PK), orientado a los acuerdos a tomar para después de 2012.



En diciembre de 2007, en Bali, Indonesia,¹² se llevó a cabo la tercera reunión de seguimiento, así como la 13ª cumbre del clima (CoP 13 o COP13), con el foco puesto en las cuestiones post 2012. Se llegó a un acuerdo sobre un proceso de dos años, u hoja de ruta de Bali, que tiene como objetivo establecer un régimen post 2012 en la XV Conferencia sobre el Cambio Climático, (también "15.ª cumbre del clima", CdP 15 o COP15) de diciembre de 2009, en Copenhague, Dinamarca,¹³ y COP 16 en Cancún, México, fecha del 29 de noviembre al 10 de diciembre del 2010. En Cancún los más de 190 países que asistieron a la Cumbre adoptaron, con la reserva de Bolivia, un acuerdo por el que aplazan el segundo período de vigencia del Protocolo de Kioto y aumentan la "ambición" de los recortes.¹⁴ Se decidió crear un Fondo Verde Climático dentro de la Convención Marco que contará con un consejo de 24 países miembro. Éste será diseñado por un comité de transición que formarán 40 países. También se llegó al compromiso de proporcionar 30.000 millones de dólares de financiación rápida, aunque se reconoce la necesidad de movilizar 100.000 millones de dólares por año a partir de 2020 para atender a las necesidades de los países en desarrollo.

Esa hoja de ruta se complementa con el Plan de Acción de Bali, que identifica cuatro elementos clave: *mitigación, adaptación, finanzas y tecnología*. El Plan también contiene una lista no exhaustiva de cuestiones que deberán ser consideradas en cada una de estas áreas y pide el tratamiento de "*una visión compartida para la cooperación a largo plazo*".

2.5. SEGUNDO PERIODO DEL PROTOCOLO DE KIOTO

La decimoctava Conferencia de las Partes (COP 18) sobre cambio climático ratificó el segundo periodo de vigencia del Protocolo de Kyoto desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2020.

La duración de este segundo periodo del Protocolo será de ocho años, con metas concretas al 2020. Sin embargo, este proceso denotó un débil compromiso de los países industrializados, tales como Estados Unidos, Rusia, Japón y Canadá, los cuales decidieron no respaldar la prórroga.

En torno a la Plataforma Durban, la decisión fue continuar con el grupo de trabajo aprobado el año pasado en Sudáfrica. Las partes podrán exponer observaciones sobre planes nacionales de acción respecto a la mitigación y adaptación del cambio climático, con el objetivo de superar las barreras y alcanzar una homologación a escala internacional.



La canalización de financiamiento y tecnología de apoyo a países en desarrollo tuvo avances importantes. Los países desarrollados reiteraron su compromiso de continuar el financiamiento a largo plazo, con miras a movilizar 100 mil millones de dólares para adaptación y mitigación hasta el 2020.

Además, las partes acordaron seguir con esfuerzos para implementar Planes Nacionales de Adaptación en países en desarrollo. Para ello, iniciaron diálogos sobre el mecanismo de daños y pérdidas que permitan el reconocimiento financiero a países víctimas de desastres climáticos significativos.

La aprobación de un nuevo programa para desarrollar capacidades mediante la educación y el entrenamiento sobre cambio climático fue también considerada una herramienta para crear conciencia pública que permita una mayor participación ciudadana en la toma de decisiones.

En el desarrollo de la cumbre, Ecuador presentó varias propuestas, entre ellas Emisiones Netas Evitadas (ENE), iniciativa que se convirtió en un mecanismo principal de la convención, el cual planea un proceso de implementación a través de un programa creado con esta finalidad. Esta iniciativa marca un balance positivo para Ecuador en el tema de cooperación ambiental. *“Aunque la participación internacional estuvo marcada por un compromiso débil y metas poco ambiciosas de cooperación, en torno a la reducción de emisiones, el país continúa trabajando en iniciativas ambientales”*, señaló Lorena Tapia, la ministra del Ambiente de ese país

SECCIÓN 8.- PROTECCIÓN DE LA INNOVACIÓN

Se identifican las bases de datos más relevantes sobre patentes y protección de la innovación:

1. European Patent Office: *ESPACENET*

<http://worldwide.espacenet.com/>

2. The US Patent and Trademarks Office *USPTO*

<http://gpsn.uspto.gov/>

3. Oficina Española de Patentes y marcas: *INVENES*

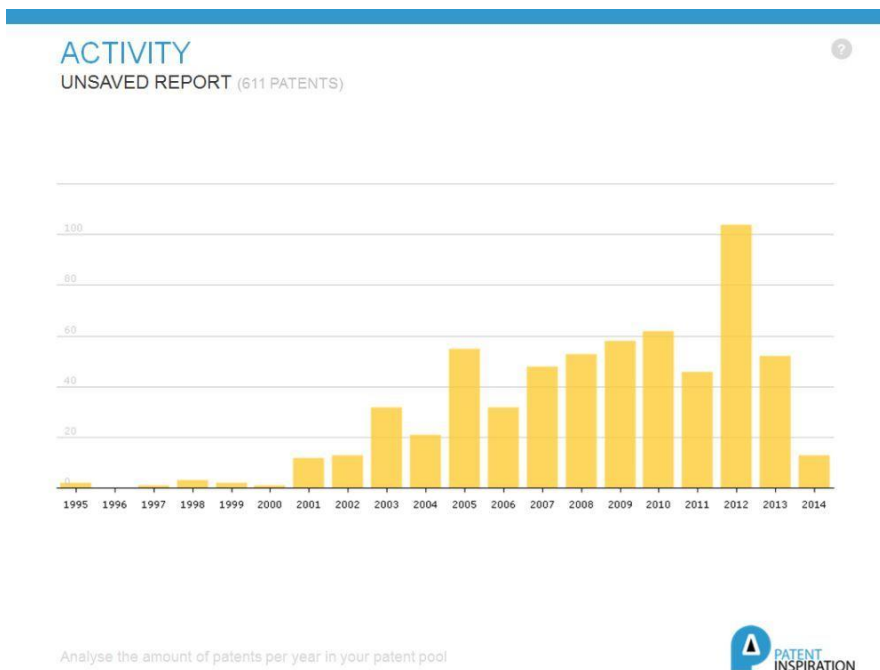
<http://invenes.oepm.es/InvenesWeb/faces/busquedaInternet.jsp>

4. Organización Mundial de la Propiedad Intelectual (OMPI): *WIPO PATENT SCOPE*

<http://patentscope.wipo.int/search/en/search.jsf>

Utilizando la herramienta gratuita <https://app.patentinspiration.com/> se realiza la búsqueda con las palabras clave: *H₂ smart grid natural gas* dando como resultado 611 patentes.

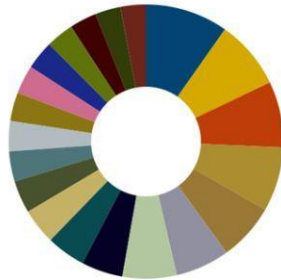
Se propone como ampliación de la investigación, la profundización en esta línea.



Gráfica 24. - Evolución anual del nº de patentes a nivel mundial

MAINGROUP

UNSAVED REPORT (611 PATENTS)

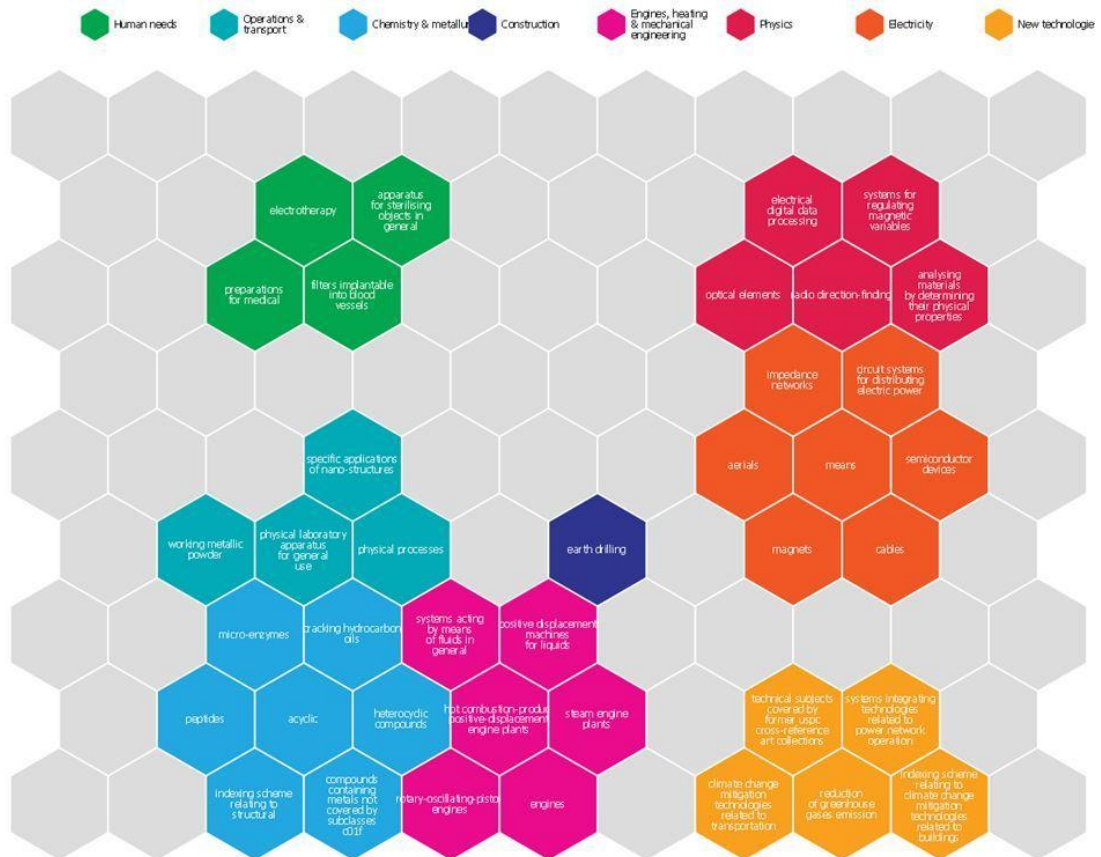


- **Y02E60/00 (104 patents)** Enabling technologies or technologies with a potential or indirect contribution to GHG emissions mitigation
- **H03H7/00 (87 patents)** Multiple-port networks comprising only passive electrical elements as network components
- **E21B43/00 (83 patents)** Methods or apparatus for obtaining oil
- **Y02T10/00 (81 patents)** Road transport of goods or passengers
- **H02J5/00 (72 patents)** Circuit arrangements for transfer of electric power between ac networks and dc networks
- **B60L11/00 (68 patents)** Electric propulsion with power supplied within the vehicle
- **Y02190/00 (68 patents)** Enabling technologies or technologies with a potential or indirect contribution to GHG emissions mitigation
- **E21B36/00 (52 patents)** Heating
- **B82V30/00 (49 patents)** Nano-technology for materials or surface science
- **H01M8/00 (45 patents)** Fuel cells
- **Y04S10/00 (41 patents)** Systems supporting electrical power generation
- **Y04S30/00 (38 patents)** Systems supporting specific end-user applications in the sector of transportation
- **C10G1/00 (38 patents)** Production of liquid hydrocarbon mixtures from oil shale
- **C07K14/00 (36 patents)** Peptides having more than 20 amino acids
- **C10G2300/00 (36 patents)** Aspects relating to hydrocarbon processing covered by groups C10G1/00 - C10G99/00
- **H02J7/00 (36 patents)** Circuit arrangements for charging or depolarising batteries or for supplying loads from batteries
- **B60L2230/00 (35 patents)** Charging station details
- **B60L2200/00 (34 patents)** Type of vehicles
- **B60L2210/00 (32 patents)** Converter types
- **B60L2250/00 (32 patents)** Driver interactions

Analyze CPC codes for your patent pool



Gráfica 25.- Grupos de patentes



Gráfica 26.- Campos aplicación patentes



SECCIÓN 9.- WORLD ENERGY OUTLOOK 2012

En la publicación anual de la Agencia Internacional de la Energía (EIA) de 2013, el World Energy Outlook 2012 (WEO2012)⁵⁴, la demanda de energía, la producción, el comercio internacional, la inversión y las emisiones de dióxido de carbono en el mundo se han desglosado por regiones o países, combustibles y sectores.

Asimismo, contiene análisis estratégicos:

- Lo que podría aportar la liberación del potencial puramente económico de la eficiencia energética, país por país y sector por sector, tanto para los mercados petroleros como para el clima y la economía.
- El sector energético iraquí, del que se han examinado su importancia para satisfacer las necesidades propias del país y su papel decisivo para cubrir la demanda mundial de petróleo y gas.
- La vinculación entre el agua y la energía, ya que los recursos hídricos son cada vez más escasos y el acceso a ellos resulta cada vez más controvertido.
- Las posibles medidas para progresar hacia la consecución de un acceso universal a los servicios de energía moderna.

Basándose en los últimos datos y en el desarrollo de políticas, World Energy Outlook presenta las proyecciones de las tendencias energéticas a través de 2035 y los puntos de vista para la seguridad energética, el medio ambiente y el desarrollo económico.

La interacción de muchos factores diferentes impulsará la evolución de los mercados energéticos, por lo que se consideran los siguientes escenarios:

⁵⁴ International Energy Agency (IEA). 'World Energy Outlook 2012 (WEO2012)'. (2012). <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>

	Escenario de Políticas Actuales	Escenario de Nuevas Políticas	Escenario 450	Escenario de Mundo Eficiente
Definiciones	Las políticas de los Gobiernos que habían sido aprobado o adoptado a mediados de 2012 continuar sin cambios.	Las políticas existentes se mantienen, así como compromisos y planes anunciados recientemente, incluyendo los que aún no se ha adoptado formalmente.	Se adoptan las políticas que ponen al mundo en una vía que es consistente con tener alrededor de un 50% posibilidad de limitar el aumento global de la temperatura media a 2 ° C en el largo plazo, en comparación con los niveles pre-industriales.	Todos las inversiones en eficiencia energética que son económicamente viable se hacen y se adoptan las políticas necesarias para eliminar las barreras del mercado a eficiencia energética.
Objetivos	Para proporcionar una línea de base que muestra cómo evolucionarían los mercados de la energía si las tendencias subyacentes en la demanda energética y la oferta no son cambiados.	Para proporcionar un punto de referencia para evaluar los logros potenciales (y limitaciones) de las recientes desarrollos en política de energía y cambio climático.	Para demostrar un camino plausible para lograr el objetivo climático.	Para explorar los resultados de la mejora de la eficiencia energética en todos los sentidos se hace en sentido económico.

Tabla 14.- Posibles escenarios WEO 2012

Elaboración propia.

- *El Escenario de Políticas Actuales* incorpora los efectos de sólo aquellas políticas y medidas gubernamentales que habían sido promulgadas o adoptadas a mediados de 2012. Sin implicar que la inacción total es probable, no tiene en cuenta las futuras acciones políticas posibles, posibles o incluso probables. Estos incluyen, por ejemplo, la energía y los objetivos climáticos en 12^º Plan Quinquenal de China para el período 2011-2015 y el nuevo sistema de primas para tecnologías de energías renovables en Japón.
- *El Escenario de Nuevas Políticas* tiene en cuenta la política de amplios compromisos y planes que ya se han aplicado para abordar retos relacionados con la energía, así como las que se han anunciado, aun cuando las medidas en concreto para aplicar estos compromisos aún no se han introducido. Estos compromisos incluyen la energía renovable y eficiencia energética, programas relativos a los objetivos nacionales de eliminación o adiciones de centrales nucleares para reducir las emisiones de gases de invernadero, comunicados en virtud de los Acuerdos de Cancún 2010 y las iniciativas tomadas por el G-20 y Economías de Cooperación Económica Asia-Pacífico (APEC) para eliminar gradualmente los subsidios a los combustibles fósiles ineficientes.



- *El Escenario 450* es diferente. En lugar de ser una proyección basada en las tendencias del pasado, modificada por las acciones políticas conocidas, se selecciona deliberadamente una vía de energía plausible. La vía elegida es coherente con las acciones que tienen alrededor de un 50% de posibilidades de alcanzar el objetivo de limitar el aumento global de la temperatura media a dos grados Celsius (2 ° C) en el largo plazo, en comparación con los niveles pre-industriales. Según los expertos del clima, para cumplir con este objetivo, la concentración a largo plazo de gases de efecto invernadero en la atmósfera debe limitarse a alrededor de 450 partes por millón de dióxido de carbono equivalente (ppm CO₂-eq), de ahí el nombre del escenario. Para el período de 2020, se asume la acción política para aplicar plenamente los compromisos de los Acuerdos de Cancún. Después de 2020, los países de la OCDE y otras economías importantes establecen objetivos de emisiones para 2035 y más allá garantizar colectivamente una trayectoria de emisiones coherente con la estabilización definitiva de la concentración de gases de efecto invernadero a 450 ppm. Esto está en consonancia con el acuerdo alcanzado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) 17^a Conferencia de las Partes (COP-17) en diciembre de 2011 para establecer la "Plataforma de Durban sobre la Acción Mejorada", que tiene por objeto llevar a un nuevo régimen climático.
- El Escenario Mundial eficiente ha sido desarrollado especialmente para el Panorama Energético Mundial 2012. Se cuantifican las consecuencias para la economía, el medio ambiente y la seguridad energética de una importante intensificación en el cambio en la eficiencia energética. Se basa en la suposición de que el núcleo de todas las inversiones capaces de mejorar la eficiencia energética se hacen siempre que sean económicamente viables y se eliminan las barreras de mercado que obstaculizan su realización. La escala de la oportunidad se determina, por sector y región, sobre la base de una revisión a fondo del potencial técnico para aumentar la eficiencia energética, y un juicio coherente de los plazos de recuperación que los inversores requieren con el fin de comprometer fondos para proyectos de eficiencia energética.

Ninguno de los escenarios es un pronóstico.

Los factores clave de los mercados de energía son difíciles de predecir, en parte debido a que interactúan entre sí. Sin embargo, algunos son más fáciles de predecir que otros, especialmente en el corto plazo. La población, incluso por región, es poco probable que se desvíe mucho de los supuestos utilizados. Y podemos estar razonablemente seguros de que es probable que la tecnología evolucione a corto y medio plazo, incluso aunque haya sorpresas, como la mejora de tecnologías que han desbloqueado recientemente los enormes recursos de gas no convencional y del petróleo en los Estados Unidos y otros países.

TÍTULO 1.- CRECIMIENTO ECONÓMICO GLOBAL

La demanda de energía está fuertemente correlacionada con la actividad económica, por lo que las proyecciones son muy sensibles a los supuestos subyacentes sobre la tasa de crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB). Rara vez las perspectivas a corto plazo para la economía mundial había sido tan incierto.

Se asume un crecimiento de un 3'5% anual en el periodo 2010-2035.

	Compound average annual growth rate			
	1990-2010	2010-15	2010-20	2010-35
OECD	2.2%	2.1%	2.2%	2.1%
Americas	2.5%	2.6%	2.7%	2.4%
United States	2.5%	2.5%	2.6%	2.4%
Europe	2.0%	1.5%	1.8%	1.8%
Asia Oceania	1.9%	2.0%	2.0%	1.8%
Japan	0.9%	1.2%	1.2%	1.2%
Non-OECD	4.9%	6.1%	5.9%	4.8%
E. Europe/Eurasia	0.5%	3.9%	3.8%	3.4%
Russia	0.4%	4.0%	3.9%	3.5%
Asia	7.5%	7.5%	7.0%	5.5%
China	10.1%	8.6%	7.9%	5.7%
India	6.5%	7.3%	7.1%	6.3%
Middle East	4.3%	3.7%	3.9%	3.8%
Iraq	3.1%	10.0%	10.6%	6.9%
Africa	3.8%	4.4%	4.6%	3.8%
Latin America	3.4%	4.2%	4.1%	3.4%
Brazil	3.1%	3.6%	3.8%	3.6%
World	3.2%	4.0%	4.0%	3.5%
European Union	1.8%	1.3%	1.7%	1.8%

Note: Calculated based on GDP expressed in year-2011 dollars in PPP terms.

Sources: IMF (2012b); OECD (2012); Economist Intelligence Unit and World Bank databases; IEA databases and analysis.

Tabla 15.- Real GDP growth assumptions by region.

IMF, OECD. Economist Intelligence Unit and World Bank databases; IEA databases and analysis. (2012). <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>

TÍTULO 2.- POBLACIÓN

El crecimiento demográfico es un motor importante del consumo de energía, directamente a través de su impacto en el tamaño y la composición de la demanda de energía e indirectamente a través de su efecto sobre el crecimiento económico y el desarrollo. Las tasas de crecimiento de la población supone que para cada región y en todos los escenarios se basan en las proyecciones más recientes de las Naciones Unidas (PNUD, 2011).

Se proyecta un crecimiento estimado, en la población mundial de 6,8 mil millones en 2.010 hasta 8.600 millones en 2.035, es decir, 1'7 billones de nuevos consumidores de energía.

	Population growth*			Population (million)		Urbanisation rate	
	2010-20	2020-35	2010-35	2010	2035	2010	2035
OECD	0.5%	0.3%	0.4%	1 237	1 373	77%	84%
Americas	0.9%	0.7%	0.7%	474	571	82%	87%
United States	0.8%	0.7%	0.7%	314	377	82%	88%
Europe	0.4%	0.2%	0.3%	560	599	74%	82%
Asia Oceania	0.2%	-0.1%	0.0%	203	203	74%	81%
Japan	-0.1%	-0.4%	-0.3%	127	118	67%	75%
Non-OECD	1.2%	0.9%	1.0%	5 606	7 183	45%	57%
E. Europe/Eurasia	0.1%	-0.1%	0.0%	335	331	63%	70%
Russia	-0.1%	-0.4%	-0.3%	142	133	73%	78%
Asia	0.9%	0.6%	0.7%	3 583	4 271	39%	53%
China	0.3%	0.0%	0.1%	1 345	1 387	47%	65%
India	1.3%	0.9%	1.0%	1 171	1 511	30%	43%
Middle East	1.8%	1.4%	1.6%	199	293	67%	74%
Iraq	3.0%	2.5%	2.7%	30	58	66%	71%
Africa	2.3%	2.0%	2.1%	1 032	1 730	40%	53%
Latin America	1.0%	0.7%	0.8%	456	558	80%	86%
Brazil	0.8%	0.4%	0.5%	195	224	87%	92%
World	1.1%	0.8%	0.9%	6 843	8 556	51%	61%
European Union	0.2%	0.1%	0.1%	502	518	74%	81%

Tabla 16 .- Real GDP growth assumptions by region
UNPD and World Bank databases; IEA databases. (2012).
<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>



Las personas que viven en las zonas urbanas del mundo desarrollado por lo general tienen mayores ingresos y un mejor acceso a los servicios energéticos, y por lo tanto consumen más energía. El efecto del acceso a mejores rentas, generalmente es mayor que las ganancias de eficiencia energética que provienen de los asentamientos de mayor densidad en las zonas urbanas. Por el contrario, los residentes de las ciudades y zonas rurales de los países desarrollados tienden a disfrutar niveles similares de servicios de energía.

TÍTULO 3.- PRECIOS DE LA ENERGÍA

El precio es un factor determinante de las tendencias energéticas. Los precios reales pagados por la energía por los consumidores afectan a la cantidad de cada combustible que deciden consumir y la elección de la tecnología y equipos utilizados para proporcionar un servicio de energía en particular, mientras que el precio recibido por los productores afecta a su producción y las decisiones de inversión.

Los supuestos difieren según los escenarios, reflejando el impacto de las políticas gubernamentales sobre la demanda y la oferta de cada fuel.

Los caminos asumidos para cada forma de energía, reflejan los precios que serían necesarios para fomentar la inversión suficiente oferta para satisfacer la demanda durante el período de las perspectivas proyectadas, aunque podrían desviarse en respuesta a la economía, el mercado de la energía o los acontecimientos geopolíticos.

	Unit	New Policies Scenario					Current Policies Scenario					450 Scenario					
		2011	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
Real terms (2011 prices)																	
IEA crude oil imports	barrel	107.6	116.0	119.5	121.9	123.6	125.0	118.4	128.3	135.7	141.1	145.0	115.3	113.3	109.1	104.7	100.0
Natural gas																	
United States	MBtu	4.1	4.6	5.4	6.3	7.1	8.0	4.6	5.5	6.4	7.2	8.0	4.4	5.5	6.9	7.6	7.6
Europe imports	MBtu	9.6	11.0	11.5	11.9	12.2	12.5	11.2	12.1	12.9	13.4	13.7	10.9	10.8	10.4	10.0	9.6
Japan imports	MBtu	14.8	15.0	14.3	14.5	14.7	14.8	15.3	14.7	15.2	15.6	16.0	14.9	13.5	12.9	12.5	12.2
OECD steam coal imports	tonne	123.4	108.5	112.0	113.0	114.0	115.0	110.0	115.0	119.2	122.5	125.0	105.3	97.5	89.0	78.0	70.0
Nominal terms																	
IEA crude oil imports	barrel	107.6	127.0	146.7	167.6	190.4	215.7	129.7	157.4	186.6	217.4	250.3	126.3	139.0	150.0	161.2	172.6
Natural gas																	
United States	MBtu	4.1	5.0	6.7	8.7	11.0	13.8	5.0	6.7	8.8	11.1	13.8	4.8	6.7	9.5	11.7	13.2
Europe imports	MBtu	9.6	12.1	14.1	16.4	18.8	21.6	12.3	14.9	17.7	20.6	23.6	11.9	13.2	14.3	15.4	16.6
Japan imports	MBtu	14.8	16.4	17.5	19.9	22.6	25.5	16.8	18.1	20.9	24.0	27.6	16.3	16.6	17.7	19.3	21.1
OECD steam coal imports	tonne	123.4	118.8	137.4	155.4	175.6	198.5	120.5	141.1	163.8	188.7	215.7	115.3	119.6	122.4	120.2	120.8

Notes: Gas prices are weighted averages expressed on a gross calorific-value basis. All prices are for bulk supplies exclusive of tax. The US price reflects the wholesale price prevailing on the domestic market. Nominal prices assume inflation of 2.3% per year from 2011.

Tabla 17.- Fossil-fuel import price assumptions by scenario (dollars per unit)

IMF, OECD, Economist Intelligence Unit and World Bank databases; IEA databases and analysis. (2012).
<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>

1.- PRECIOS DEL PETRÓLEO

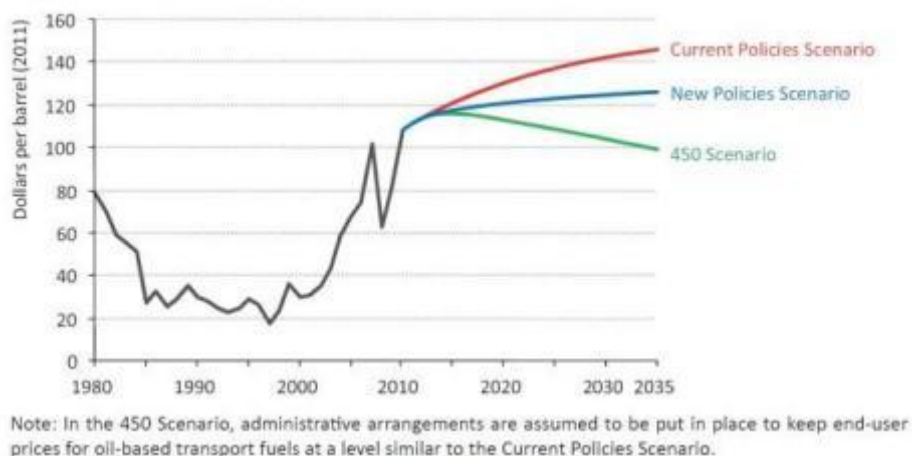
Desde que el comercio cayó a mínimos, alrededor de 30 dólares por barril, durante el apogeo de la crisis financiera a finales de 2008, los precios del petróleo han seguido una tendencia general al alza, con algunos períodos de fluctuación brusca.

A principios de octubre de 2012, los precios de referencia Brent y los futuros del West Texas Intermediate se cotizaban alrededor de \$ 115/barril y \$ 93/barril, respectivamente.

En el *Escenario de Nuevas Políticas*, el precio medio del crudo de importación de la AIE, un indicador de los precios internacionales del petróleo, se eleva a \$ 120/barril (del año 2.011 dólares) en 2020 y \$ 125/barril en 2035. Esta tendencia de aumento refleja el creciente costo de la producción de petróleo de nuevas fuentes; como los campos existentes se agotan, se intenta satisfacer la creciente demanda.

En el *Escenario de Políticas Actuales*, se necesitan precios considerablemente más altos para equilibrar la oferta con el crecimiento más rápido de la demanda, alcanzando \$ 145/barril en 2035.

En el *Escenario 450*, la menor demanda de petróleo significa que hay menos la necesidad de desarrollar petróleo de yacimientos costosos más arriba en la curva de oferta de los países no-OPEP. Como consecuencia, el precio del petróleo se estabiliza en alrededor de \$ 115/barril en 2015 y luego declina gradualmente a alrededor de \$ 100 el barril en 2035.



Gráfica 27.- Average IEA crude oil price.

Agencia Internacional de la Energía (EIA). 'World Energy Outlook 2012 (WEO2012)'. (2013).
<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>

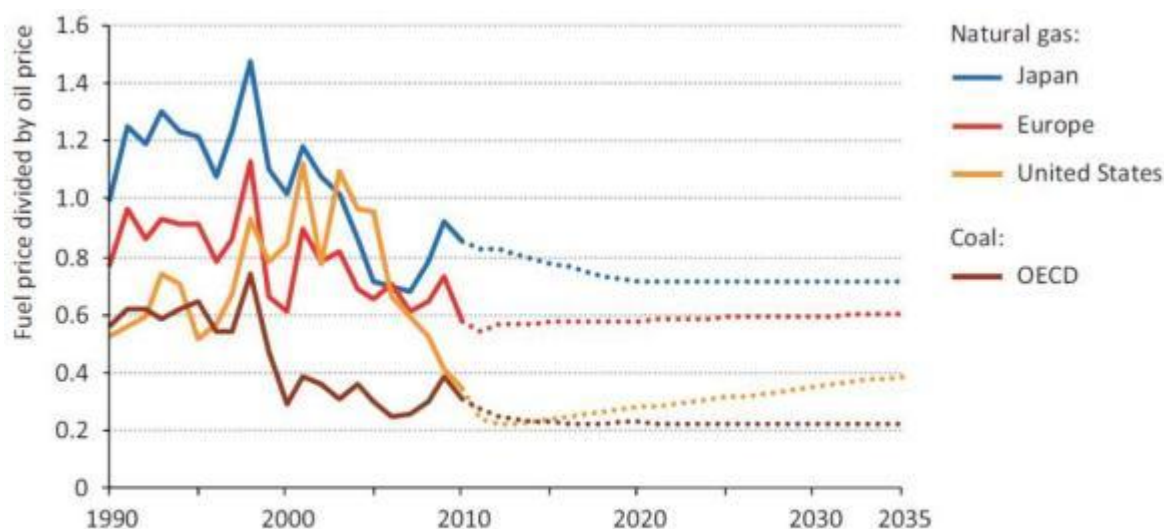
2.- PRECIOS DEL GAS NATURAL

Los precios del gas natural en América del Norte, el Reino Unido y, en menor grado, Australia, se establecieron a través de precios basada en el Henry HUB, lo que significa que se mueven en línea con oferta y la demanda local.

Tradicionalmente, la mayor parte del gas en Europa continental se ha negociado en virtud de contratos a largo plazo (Take or Pay) con la indexación al precio del petróleo, pero eso está cambiando con el creciente intercambio de precios que ahora se establece por la competencia de gas-to-gas (liberalización de precios). La indexación al precio del petróleo sigue siendo el mecanismo de precios predominante en Japón y Corea.

Fuera de la OCDE, está en uso una amplia gama de diferentes mecanismos de fijación de precios de gas natural, y en algunos casos se subvencionan los precios.

Las significativas diferencias de precios entre estos principales mercados han revitalizado el debate sobre la rapidez con los precios del gas se alejarán de la indexación de fuel y si esto se traducirá en precios más bajos de gas (en relación con el petróleo) y la convergencia de los precios del gas a nivel mundial.



Note: Calculated on an energy-equivalent basis.

Gráfica 28.- Ratio of average natural gas and coal prices to crude oil prices in the New Policies Scenario.

Agencia Internacional de la Energía (EIA). 'World Energy Outlook 2012 (WEO2012)'. (2013).<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>



3.- PRECIOS DEL CARBÓN

Sólo una fracción relativamente pequeña del consumo de carbón se comercializa internacionalmente; mientras que en ciertas regiones los precios internacionales desempeñan un papel importante en el establecimiento de los precios internos, en otras, los precios internos están más estrechamente relacionados con los costos de producción indígenas (como en los Estados Unidos) o están controladas por el gobierno.

Los precios de los mercados internacionales del carbón se han vuelto mucho más volátiles en los últimos años en respuesta a los rápidos los cambios en la producción de carbón, el uso y el comercio. Las perspectivas para estos precios dependen en gran medida de los factores de la demanda, siendo lo más importante, la competencia entre el gas natural y el carbón en el sector de la energía.

El precio medio de importación de carbón de la OCDE, se utiliza como un indicador general de los precios internacionales. Estos precios aumentan menos, en términos porcentuales, que los precios del petróleo o el gas, en parte porque los costes de producción de carbón se espera que aumenten más lentamente y porque la demanda de carbón desaparezca alrededor de 2025. Se elevan más rápidamente en el Escenario de Políticas Actuales, tiene el más fuerte crecimiento de la demanda, pero también tiene una fuerte caída en el Escenario 450, lo que refleja el fuerte impacto de la acción política para reducir las emisiones de CO₂, lo que reduce la demanda de carbón.



4.- PRECIOS DEL CO₂

El precio de las emisiones de CO₂, ya sea a través de programas de límites máximos y comercio o impuestos de carbono, afecta a la demanda de energía mediante la alteración de los costos relativos de la utilización de diferentes combustibles.

Varios países han implementado esquemas de comercio de emisiones para establecer los precios del CO₂, mientras que muchos otros tienen planes en fase de desarrollo, y algunos en una fase avanzada de diseño. Otros países han introducido impuestos sobre el carbono (El impuesto a los combustibles vinculados a las emisiones relacionadas) o están considerando hacerlo.

El sistema EU Emissions Trading System (ETS) es actualmente el más grande del mundo, abarca los 27 Estados miembros, además de Noruega, Islandia y Liechtenstein. Los precios del CO₂ bajo el programa había sido impulsado a niveles récord a mediados de 2012.

Los programas que ponen un precio a las emisiones de CO₂ están operando actualmente en Nueva Zelanda y en Australia (se iniciaron en julio de 2012,) y se vinculará progresivamente con el ETS de la UE entre 2015-2018). Las Obligaciones en régimen de comercio de emisiones de California, entran en vigor en 2013, con la eliminación gradual para cubrir el 85% de las emisiones de todo el estado en 2015. Corea ha adoptado una ley (mayo de 2012) para establecer un esquema, con el comercio que comenzará en 2015. En su 12^º Plan Quinquenal, China incluyó planes para poner un precio al carbono y por separado ha anunciado planes para introducir la ciudad y el comercio de emisiones de carbono piloto de nivel provincial esquemas en el futuro próximo.

El nivel de precios del CO₂ varían entre los escenarios:

- En el *Escenario de Políticas Actuales*, se tienen en cuenta sólo las existentes y los programas previstos descrito anteriormente. Se supone que el precio del CO₂ irá en aumento en cada programa a lo largo del período de proyección; en Europa aumenta de un promedio de \$ 19/tonne en 2011 a \$ 30/tonne (\$ del año 2.011) en 2020 y a \$45/tonne en 2035. El mismo nivel de precios también se alcanzan en Australia y Nueva Zelanda en 2020 y 2035.
- En el *Escenario de Nuevas Políticas*, se supone que un precio del carbono (a partir de un nivel bajo) es introducido en China a partir de 2020 para todos los sectores, en línea con el actual Plan Quinquenal. Además, se supone que a partir de 2015 todas las decisiones de inversión en el sector de la energía en los Estados Unidos, Canadá y el factor de Japón, con un precio implícito para el carbono en la "sombra", tendrán en

cuenta la expectativa de que se tomará algún tipo de acción para penalización de las emisiones de CO₂, aunque se no asume que se introduzca un programa explícito de Trading. En estos países, los proyectos de energía reciben el visto bueno sólo si siguen siendo rentables bajo el supuesto de que se introduce un precio de carbono. Dado la incertidumbre que rodea a las políticas del clima futuro, muchas empresas de todo el mundo ya utilizan este enfoque como una forma de asegurar que están preparados para la posible introducción de un impuesto sobre el carbono o el programa de cap-and-trade.

El esquema “cap-and-trade” permite que los derechos de emisión puedan ser intercambiados entre agentes en un mercado. El intercambio de derechos de emisión en el mercado es el mecanismo más efectivo para reducir las emisiones al mínimo coste para el conjunto de la sociedad, pues incentiva a los agentes que pueden reducir emisiones a un menor coste a invertir en los equipos necesarios para reducir las emisiones y a vender los derechos de emisión correspondientes a agentes cuyo coste de reducción de emisiones es mayor. Un derecho de emisión de CO₂ es una licencia para emitir una tonelada de CO₂. Este derecho puede transferirse a una tercera parte en el mercado de derechos de emisión.

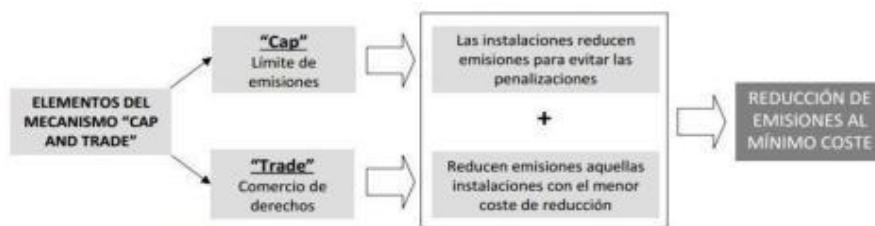


Diagrama 25.- Funcionamiento del esquema “cap-and-trade”. Coste de oportunidad de las alternativas de uso de los derechos de emisión

Agencia Internacional de la Energía (EIA). World Energy Outlook 2012 (WEO2012). (2013).

<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>



Diagrama 26.- Determinación del precio de los derechos de emisión en el mercado de CO₂

Agencia Internacional de la Energía (EIA). World Energy Outlook 2012 (WEO2012). (2013).

<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>

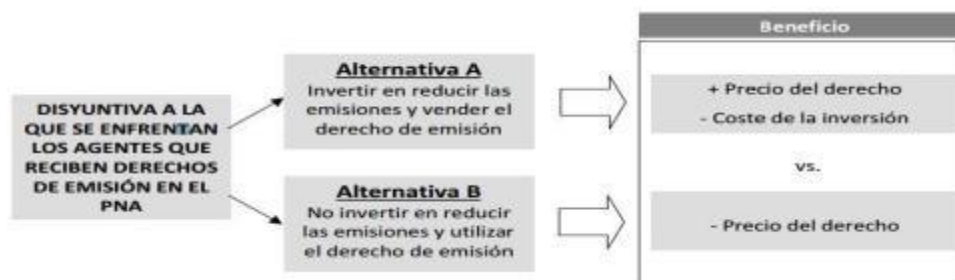


Diagrama 27.- Disyuntiva entre “invertir y vender un derecho asignado” vs. “no invertir y usar el derecho”

Agencia Internacional de la Energía (EIA). ‘World Energy Outlook 2012 (WEO2012)’. (2013).

<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>

En el *Escenario 450*, se supone que los precios de las emisiones de CO₂ es establecido en todos los países de la OCDE y que los precios del CO₂ en estos mercados empiezan a converger desde 2025, alcanzando los \$ 120/tonne en la mayoría de países de la OCDE en 2035. Varios de los principales países fuera de la OCDE, también pondrán un precio a las emisiones de CO₂. Aunque no se asume ningún vínculo directo entre estos sistemas antes del final del período de proyección, todos ellos tienen acceso a las compensaciones, por lo que se espera que conduzca a una cierta convergencia de los precios.

	Region	Sectors	2020	2030	2035
Current Policies Scenario	European Union	Power, industry and aviation	30	40	45
	Australia and New Zealand	All	30	40	45
	Korea	Power and industry	23	38	45
New Policies Scenario	European Union	Power, industry and aviation	30	40	45
	Australia and New Zealand	All	30	40	45
	Korea	Power and industry	23	38	45
	China	All	10	24	30
450 Scenario	United States and Canada	Power and industry	20	90	120
	European Union	Power, industry and aviation	45	95	120
	Japan	Power and industry	25	90	120
	Korea	Power and industry	35	90	120
	Australia and New Zealand	All	45	95	120
	China, Russia, Brazil and South Africa	Power and industry*	10	65	95

Tabla 18.- CO₂ price assumptions in selected regions and countries by scenario (\$2011 per tonne)

Agencia Internacional de la Energía (EIA). ‘World Energy Outlook 2012 (WEO2012)’. (2013).

<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>



TÍTULO 4.- TECNOLOGÍA

Los tipos de tecnologías energéticas que se desarrollan y despliegan, para su aplicación al suministro y uso de energía, afectan a las decisiones de inversión, el costo de la oferta de las diferentes formas de energía, y el nivel y composición de la demanda futura de energía. Las proyecciones son sensibles a la rapidez con se desplegarán tecnologías existentes y nuevas.

Estos supuestos varían según el combustible, sector de uso final, la ubicación y el escenario, y están basados en la evaluación de la etapa actual de desarrollo tecnológico, en qué medida se alcanza el óptimo desarrollo y en la potencialidad de mayores ganancias, así como en la eficacia con que las diferentes políticas impulsarán los avances tecnológicos.

Si bien no se implementan tecnologías de vanguardia en cualquiera de los escenarios, se supone que las tecnologías que están en uso hoy o se acercan a la fase de comercialización lograrán nuevas reducciones de costes como consecuencia de un mayor aprendizaje y desarrollo. Por el lado de la oferta, se espera que las técnicas de exploración y producción para mejorar, lo que podría reducir los costos unitarios de producción y abrir nuevas oportunidades para el desarrollo de los recursos.

Algunas de las principales incertidumbres en nuestros escenarios se refieren a las perspectivas de la captura y almacenamiento de carbono (CCS), la energía solar, los biocombustibles avanzados, tecnologías avanzadas en vehículos y la energía nuclear. En la actualidad, en los mercados liberalizados que tienen los precios del carbón relativamente bajo de gas y / o nuevos reactores nucleares generalmente no son una opción económicamente atractiva, sin algún tipo de apoyo gubernamental. Por otra parte, el accidente de la central nuclear de Fukushima Daiichi marzo 2011 ha puesto en duda los planes para ampliar la capacidad, sobre todo en países de la OCDE. La resistencia pública a la energía nuclear ha crecido y varios países han decidido, sobre la base de su propia evaluación de los beneficios y riesgos de la energía nuclear, para la eliminación de sus programas nucleares. Aunque hay poca evidencia de que los acontecimientos de Fukushima han cambiado las políticas en los países que estaban previstos para impulsar su expansión, sigue existiendo la posibilidad de que las normas de seguridad más estrictas podrían hacer subir el costo de los nuevos reactores y con ello retrasar su despliegue.



El ritmo de desarrollo de la tecnología CCS sigue siendo muy incierto. Podría llegar a ser fundamental para las perspectivas de uso de carbón en muchas regiones, mientras que en el largo plazo, es probable que también será fundamental para las perspectivas de gas natural y las industrias intensivas en energía a nivel mundial. Existe la tecnología para capturar las emisiones de CO₂ de las centrales eléctricas y plantas industriales, y para transportar y almacenar de forma permanente el gas en las formaciones geológicas, pero sólo un puñado de proyectos de CAC a escala comercial actualmente están operando. Pero la experiencia que se derivan de la operación de nuevos proyectos de demostración de gran tamaño, sobre todo en el sector de la energía, será fundamental para la aceptación pública, reducir los costos y, por ende, a las perspectivas de su implantación generalizada. La tecnología CCS se implementa sólo en una escala muy limitada en el sector de la energía en el Escenario de Nuevas Políticas, pero mucho más ampliamente en los 450 escenarios de CO₂ gracias a las señales de precios más fuertes y reducción de costes más rápidos.

El potencial de los recursos de energía solar fotovoltaica (PV) y la energía solar concentrada (CSP) es enorme. Su explotación económica depende de nuevos avances en la tecnología, especialmente en relación con el almacenamiento de energía y la reducción de costes. Las perspectivas para la energía solar fotovoltaica son particularmente alentadores, ya que los costes se han reducido drásticamente en los últimos años, ya que la experiencia y las economías de escala han desplazado los costos bajos de la curva de aprendizaje. Los detalles sobre las estimaciones de costos para las tecnologías de generación de energías renovables basadas se pueden encontrar en el capítulo 7.

Los vehículos eléctricos e híbridos plug-in están disponibles comercialmente, pero su implementación ha sido limitada. Alrededor de 40.000 vehículos eléctricos y los híbridos enchufables se vendieron en todo el mundo en 2011, lo que representa menos del 0,05% del total del mercado de vehículos. Todavía hay una necesidad de seguir avanzando en una serie de cuestiones técnicas, en la superación de las reservas de los conductores (como el campo de prácticas) y en la reducción de los costos de las baterías. Mientras que algunas plantas productoras de biocombustibles avanzados a escala de demostración ya existen, la comercialización generalizada gira en torno a acelerar el progreso tecnológico y las políticas adicionales para fomentar la inversión.

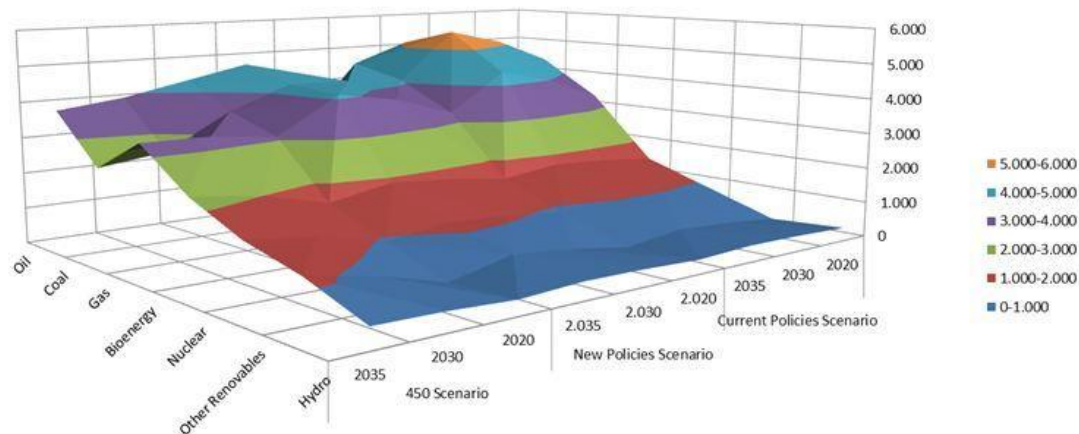
En el Escenario 450, los biocombustibles avanzados, incluidos los de materias primas lignocelulósicas, llegarán a la comercialización alrededor de 2015 y, en el Escenario de Políticas Actuales, en 2025.



TÍTULO 5.- PREVISIÓN DE LA DEMANDA

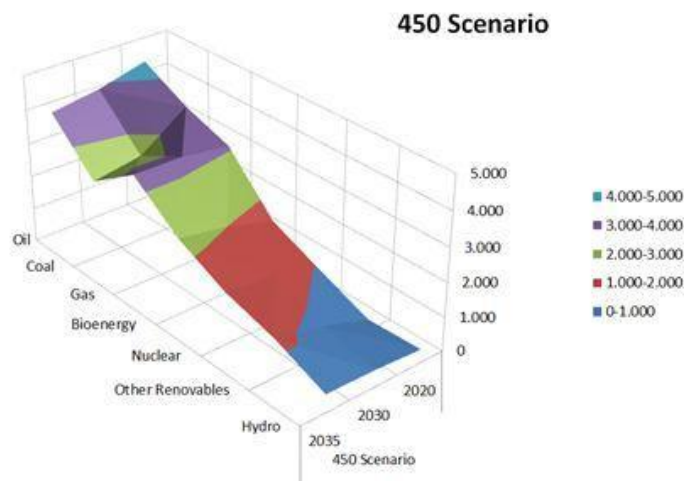
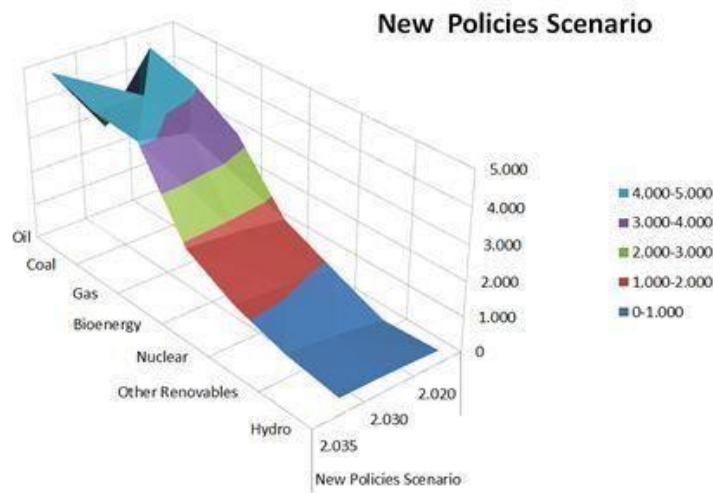
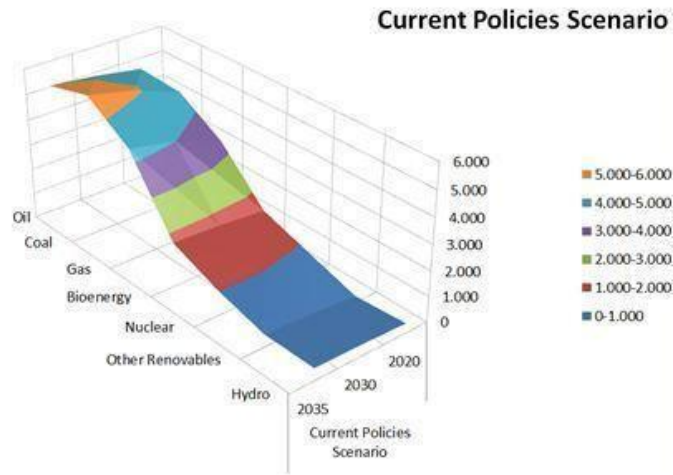
	Current Policies Scenario			New Policies Scenario			450 Scenario		
	2020	2030	2035	2.020	2.030	2.035	2020	2030	2035
Coal	4.417	5.115	5.523	4.082	4.180	4.218	3.569	2.580	2.337
Oil	4.542	4.855	5.053	4.457	2.578	4.656	4.282	3.908	3.682
Gas	3.341	3.999	4.380	3.266	3.820	4.106	3.078	3.278	3.293
Nuclear	886	1.013	1.019	898	1.073	1.138	939	1.360	1.556
Hydro	377	435	460	388	458	488	401	500	539
Bioenergy	1.504	1.664	1.741	1.532	1.755	1.881	1.568	2.003	2.235
Other Renewables	265	419	501	299	554	710	340	823	1.151

Evolución Demanda Energía por Escenario y Tipo



Agencia Internacional de la Energía (EIA). ‘World Energy Outlook 2012 (WEO2012)’. (2013).

<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>



Agencia Internacional de la Energía (EIA). ‘World Energy Outlook 2012 (WEO2012)’. (2013).

<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>

CAPÍTULO 4 .- FILTRADO DE LA INFORMACIÓN, ANÁLISIS Y VALIDACIÓN

En vista a los datos de los capítulos anteriores, el análisis del pronóstico energético, debe tener en cuenta los muchos factores que influyen en el suministro de energía y la demanda a nivel global, regional y nacional. Estos incluyen:

- Mejora de la prosperidad a través de una creciente población mundial.
- La disponibilidad y costo probable de varias formas de energía.
- El desarrollo y despliegue de nuevas tecnologías.
- Las políticas gubernamentales y las preferencias públicas.

El futuro está sujeto a un número de desarrollos que no se pueden predecir con precisión.

Por un lado, las *políticas de costos de CO₂* que se espera ejercerán una fuerte influencia sobre las tendencias de la energía hasta el 2040, que en muchos países, no han concluido; sus detalles tendrán un impacto crítico en la economía de consumo de energía y el futuro Mix Energético.

Los *acontecimientos económicos o geopolíticos* inesperados pueden tener impactos significativos en la oferta y la demanda de energía.

La *tecnología* también puede ser impredecible. Por ejemplo, un avance en el bajo costo de almacenamiento a gran escala de electricidad mejoraría en gran medida la perspectiva de energía eólica y solar para la generación de electricidad. Avances más rápido de lo esperado en los costes de las baterías, harían de los coches eléctricos un factor más de lo esperado en el periodo hasta 2040. Las nuevas combinaciones de tecnologías existentes pueden dar lugar a importantes cambios, como estamos viendo hoy con la producción de gas no convencional.

En lo que respecta a la energía, el futuro no está predeterminado. El cómo, cantidad y qué tipos de energía se usarán a través del mundo en 2040, y más adelante, dependerá de las medidas tomadas por empresas, las autoridades y los consumidores.

Los criterios que marcarán estas decisiones serán:

- 1.- Seguridad
- 2.- Protección (de la innovación)
- 3.- Macrotendencias
- 4.- Nuevos productos próximo.



SECCIÓN 1.- FUENTES DE ENERGÍA, ANÁLISIS: PASADO, PRESENTE Y PREVISIÓN

A continuación, se revisan las principales fuentes de energía utilizadas en el pasado (referido a las últimas tres décadas aproximadamente), en la actualidad, así como las incipientes formas de utilización y sus expectativas a un par de décadas (Carbón, Fuel, Gasóleo, Energía Nuclear, Gas Natural, Energías Renovables, Hibridación gas Natural con Energías Renovables, Hidrógeno).

Se valoran según sus condicionantes de mercado, que afectan a la elección de una u otra fuente de energía en función, entre otras, de la tecnología existente en el momento, siendo esta valoración en números absolutos, del 1 al 5, siendo el 1 poco/malo, y el 5 mucho/bueno. Este análisis cualitativo procede de la experiencia previa de catorce años en sector energético del autor.

Posteriormente se hace un promedio, por fuente de combustible, de los condicionantes de cada variable, resumiendo mediante diagramas de radar, las bondades y carencias, tanto en el pasado, en el presente y la previsión de utilización de cada fuente de energía.

Finalmente, reorganizando los datos y volviendo a aplicar los diagramas de radar, obtenemos una visualización de la predominación de unas fuentes de energía sobre las competidoras en los distintos escenarios.

TÍTULO 1.- VARIABLES Y CONDICIONANTES POR FUENTE DE ENERGÍA



VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
RESERVAS	RESERVAS PROBADAS	4	3	2	TRANSPORTE	SEGURIDAD	3	3	3
	RESERVAS PROBABLES O POSIBLES	4	2	1		COSTE	2	1	1
POTENCIALIDAD DE SER CONSUMIDO	DISPONIBILIDAD	5	3	1	DISTRIBUCIÓN	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	3	2	1
	GRADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL	2	3	4		SEGURIDAD	3	3	3
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMO SOSTENIBLE	1	3	5		COSTE	2	1	1
TIME TO MARKET	COSTE	3	2	1	APOYO INSTITUCIONAL	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	3	2	1
	DIFICULTADES TÉCNICAS	3	2	1		GENERACIÓN	5	2	1
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMIDOR	3	2	1		TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	4	2	1
	REEMPLAZA TECNOLOGÍAS EXISTENTES	5	2	1		NUEVO PUNTO DE SUMINISTRO	2	1	1
EXTRACCIÓN	COMPLEJIDAD DE LA INVERSIÓN	3	1	1	VERSATILIDAD	SUBVENCIONES A LA EFIC. ENERGÉTICA	3	1	1
	SEGURIDAD	3	4	4		POSIBILIDAD ATOMIZACIÓN	5	3	1
SINTETIZACIÓN	COSTE	3	2	1		CAPACIDAD DE TRANSFORMARSE EN NUEVOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS	1	1	1
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	2	1		PODER CALORÍFICO	3	1	1
	SEGURIDAD	3	4	4		USO DOMESTICO	3	1	1
	COSTE	3	2	1		USO COMERCIAL	3	1	1
ALMACENAJE	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	2	1		USO INDUSTRIAL	4	1	1
	SEGURIDAD	2	3	1		USO EN TRANSPORTE	3	1	1
	COSTE	2	1	1		GENERACIÓN ELÉCTRICA	4	1	1
SEGURIDAD	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	3	1	1		GENERACIÓN DE CALOR	5	2	1
	EXTRACCIÓN	3	4	4	USO INDUSTRIA QUÍMICA	2	1	1	
	SINTETIZACIÓN	2	3	1	REPERCUSIÓN AL MEDIOAMBIENTE	EXTRACCIÓN	1	2	1
	ALMACENAJE	2	3	1	SINTETIZACIÓN	1	2	1	
	TRANSPORTE	3	3	3	ALMACENAJE	3	1	1	
	DISTRIBUCIÓN	3	3	3	TRANSPORTE	3	2	1	
	UTILIZACIÓN	5	2	2	DISTRIBUCIÓN	3	2	1	
	EXTRACCIÓN	3	2	1					
	SINTETIZACIÓN	3	2	1					
	ALMACENAJE	2	1	1					
TRANSPORTE	2	1	1						
DISTRIBUCIÓN	2	1	1						
AMORTIZACIÓN	5	2	1						

Tabla 19. - Variables y condicionantes - Carbón



VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
RESERVAS	RESERVAS PROBADAS	5	3	2	TRANSPORTE	SEGURIDAD	5	3	3
	RESERVAS PROBABLES O POSIBLES	5	3	2		COSTE	5	3	2
POTENCIALIDAD DE SER CONSUMIDO	DISPONIBILIDAD	5	3	2	DISTRIBUCIÓN	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	5	2	1
	GRADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL	4	3	1		SEGURIDAD	5	3	3
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMO SOSTENIBLE	5	1	1		COSTE	5	2	1
TIME TO MARKET	COSTE	5	3	2	APOYO INSTITUCIONAL	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	5	2	1
	DIFICULTADES TÉCNICAS	4	2	2		GENERACIÓN	4	2	1
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMIDOR	4	1	1		TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	3	2	1
	REEMPLAZA TECNOLOGÍAS EXISTENTES	5	1	1		NUEVO PUNTO DE SUMINISTRO	2	1	1
EXTRACCIÓN	COMPLEJIDAD DE LA INVERSIÓN	5	2	1	VERSATILIDAD	SUBVENCIONES A LA EFIC. ENERGÉTICA	3	1	1
	SEGURIDAD	3	3	3		POSIBILIDAD ATOMIZACIÓN	4	2	1
SINTETIZACIÓN	COSTE	5	3	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMARSE EN NUEVOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS	PODER CALORÍFICO	4	2	1
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	5	2	1		USO DOMESTICO	5	3	2
	SEGURIDAD	5	3	3		USO COMERCIAL	3	1	1
	COSTE	5	3	2		USO INDUSTRIAL	4	2	1
ALMACENAJE	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	5	2	1	USO EN TRANSPORTE	USO INDUSTRIAL	5	2	1
	SEGURIDAD	5	3	3		USO EN TRANSPORTE	5	3	1
	COSTE	5	2	1		GENERACIÓN ELÉCTRICA	5	3	2
REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	5	2	1	GENERACIÓN DE CALOR	5	3	2	
					USO INDUSTRIA QUÍMICA	5	3	2	

VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
SEGURIDAD	EXTRACCIÓN	3	3	3	REPERCUSIÓN AL MEDIOAMBIENTE	EXTRACCIÓN	5	2	1
	SINTETIZACIÓN	5	3	3		SINTETIZACIÓN	5	2	1
	ALMACENAJE	5	3	3		ALMACENAJE	5	2	1
	TRANSPORTE	5	3	3		TRANSPORTE	5	2	1
	DISTRIBUCIÓN	5	3	3		DISTRIBUCIÓN	5	2	1
COSTE	UTILIZACIÓN	5	3	3					
	EXTRACCIÓN	5	3	2					
	SINTETIZACIÓN	5	3	2					
	ALMACENAJE	5	2	1					
	TRANSPORTE	5	3	2					
	DISTRIBUCIÓN	5	2	1					
AMORTIZACIÓN	5	2	1						

Tabla 20.- Variables y condicionantes - Fuel Oil



VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
RESERVAS	RESERVAS PROBADAS	5	3	2	TRANSPORTE	SEGURIDAD	2	4	4
	RESERVAS PROBABLES O POSIBLES	5	3	2		COSTE	5	3	2
POTENCIALIDAD DE SER CONSUMIDO	DISPONIBILIDAD	5	3	1	DISTRIBUCIÓN	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	4	3	2
	GRADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL	3	3	1		SEGURIDAD	2	4	4
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMO SOSTENIBLE	1	2	1		COSTE	5	3	2
TIME TO MARKET	COSTE	4	3	2	APOYO INSTITUCIONAL	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	4	3	2
	DIFICULTADES TÉCNICAS	4	2	1		GENERACIÓN	3	2	1
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMIDOR	4	2	1		TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	3	2	1
	REEMPLAZA TECNOLOGÍAS EXISTENTES	5	2	1		NUEVO PUNTO DE SUMINISTRO	2	1	1
EXTRACCIÓN	COMPLEJIDAD DE LA INVERSIÓN	4	3	1	VERSATILIDAD	SUBVENCIONES A LA EFIC. ENERGÉTICA	4	2	1
	SEGURIDAD	2	3	3		POSIBILIDAD ATOMIZACIÓN	5	3	2
SINTETIZACIÓN	COSTE	3	2	2	CAPACIDAD DE TRANSFORMARSE EN NUEVOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS	PODER CALORÍFICO	3	2	1
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	3	2	1		USO DOMESTICO	5	3	2
	SEGURIDAD	2	3	3		USO COMERCIAL	5	2	1
	COSTE	3	2	2		USO INDUSTRIAL	5	3	2
ALMACENAJE	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	3	2	1	USO EN TRANSPORTE	5	3	2	
	SEGURIDAD	2	4	4	GENERACIÓN ELÉCTRICA	3	2	1	
	COSTE	5	3	2	GENERACIÓN DE CALOR	5	4	3	
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	4	3	2	USO INDUSTRIA QUÍMICA	4	3	3	

VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
SEGURIDAD	EXTRACCIÓN	2	3	3	REPERCUSIÓN AL MEDIOAMBIENTE	EXTRACCIÓN	3	2	1
	SINTETIZACIÓN	2	4	4		SINTETIZACIÓN	3	2	1
	ALMACENAJE	2	4	4		ALMACENAJE	4	3	2
	TRANSPORTE	2	4	4		TRANSPORTE	4	3	2
	DISTRIBUCIÓN	2	4	4		DISTRIBUCIÓN	4	3	2
COSTE	UTILIZACIÓN	2	3	3					
	EXTRACCIÓN	3	2	2					
	SINTETIZACIÓN	3	2	2					
	ALMACENAJE	5	3	2					
	TRANSPORTE	5	3	2					
	DISTRIBUCIÓN	5	3	2					
	AMORTIZACIÓN	3	2	1					

Tabla 21.- Variables y condicionantes - Gasóleo



VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
RESERVAS	RESERVAS PROBADAS	4	3	3	TRANSPORTE	SEGURIDAD	3	4	4
	RESERVAS PROBABLES O POSIBLES	4	3	3		COSTE	4	3	2
POTENCIALIDAD DE SER CONSUMIDO	DISPONIBILIDAD	3	4	5	DISTRIBUCIÓN	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	3	2	1
	GRADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL	2	3	4		SEGURIDAD	3	4	4
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMO SOSTENIBLE	4	2	1		COSTE	4	3	2
TIME TO MARKET	COSTE	3	3	2	APOYO INSTITUCIONAL	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	3	2	1
	DIFICULTADES TÉCNICAS	3	3	3		GENERACIÓN	5	2	1
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMIDOR	2	2	2		TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	4	2	1
	REEMPLAZA TECNOLOGÍAS EXISTENTES	4	2	2		NUEVO PUNTO DE SUMINISTRO	2	1	1
EXTRACCIÓN	COMPLEJIDAD DE LA INVERSIÓN	2	3	4	VERSATILIDAD	SUBVENCIONES A LA EFIC. ENERGÉTICA	4	2	1
	SEGURIDAD	4	3	2		POSIBILIDAD ATOMIZACIÓN	3	3	3
SINTETIZACIÓN	COSTE	3	2	1	CAPACIDAD DE TRANSFORMARSE EN NUEVOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS	PODER CALORÍFICO	3	3	3
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	5	2	1		USO DOMESTICO	4	3	2
	SEGURIDAD	4	3	2		USO COMERCIAL	4	3	2
	COSTE	3	2	1		USO INDUSTRIAL	4	3	2
ALMACENAJE	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	5	2	1	USO EN TRANSPORTE	1	1	1	
	SEGURIDAD	4	2	1	GENERACIÓN ELÉCTRICA	5	5	5	
	COSTE	3	3	3	GENERACIÓN DE CALOR	4	3	3	
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	4	1	1	USO INDUSTRIA QUÍMICA	1	1	1	

VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
SEGURIDAD	EXTRACCIÓN	4	3	2	REPERCUSIÓN AL MEDIOAMBIENTE	EXTRACCIÓN	5	2	1
	SINTETIZACIÓN	4	2	1		SINTETIZACIÓN	5	2	1
	ALMACENAJE	4	2	1		ALMACENAJE	4	1	1
	TRANSPORTE	3	4	4		TRANSPORTE	3	2	1
	DISTRIBUCIÓN	3	4	4		DISTRIBUCIÓN	3	2	1
COSTE	UTILIZACIÓN	4	2	3					
	EXTRACCIÓN	3	2	1					
	SINTETIZACIÓN	3	2	1					
	ALMACENAJE	3	3	3					
	TRANSPORTE	4	3	2					
	DISTRIBUCIÓN	4	3	2					
	AMORTIZACIÓN	2	2	1					

Tabla 22.- Variables y condicionantes - Energía Nuclear



VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
RESERVAS	RESERVAS PROBADAS	2	3	3	TRANSPORTE	SEGURIDAD	2	4	5
	RESERVAS PROBABLES O POSIBLES	2	3	4		COSTE	2	3	5
POTENCIALIDAD DE SER CONSUMIDO	DISPONIBILIDAD	1	3	5	DISTRIBUCIÓN	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	3	5
	GRADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL	2	3	4		SEGURIDAD	2	4	5
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMO SOSTENIBLE	1	3	5		COSTE	1	3	4
TIME TO MARKET	COSTE	1	3	5	APOYO INSTITUCIONAL	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	3	5
	DIFICULTADES TÉCNICAS	1	4	5		GENERACIÓN	1	4	4
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMIDOR	1	3	4		TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	1	4	3
	REEMPLAZA TECNOLOGÍAS EXISTENTES	1	4	5		NUEVO PUNTO DE SUMINISTRO	1	4	2
EXTRACCIÓN	COMPLEJIDAD DE LA INVERSIÓN	1	3	4	VERSATILIDAD	SUBVENCIONES A LA EFIC. ENERGÉTICA	1	3	3
	SEGURIDAD	2	3	5		POSIBILIDAD ATOMIZACIÓN	1	4	5
SINTETIZACIÓN	COSTE	1	3	5	CAPACIDAD DE TRANSFORMARSE EN NUEVOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS	PODER CALORÍFICO	1	4	5
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	3	4		USO DOMESTICO	4	4	4
	SEGURIDAD	1	4	5		USO COMERCIAL	1	3	5
	COSTE	1	4	5		USO INDUSTRIAL	1	3	5
ALMACENAJE	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	3	4	USO EN TRANSPORTE	1	2	4	
	SEGURIDAD	1	3	4	GENERACIÓN ELÉCTRICA	1	3	5	
	COSTE	1	3	4	GENERACIÓN DE CALOR	3	3	4	
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	4	5	USO INDUSTRIA QUÍMICA	2	4	4	

VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
SEGURIDAD	EXTRACCIÓN	2	3	5	REPERCUSIÓN AL MEDIOAMBIENTE	EXTRACCIÓN	1	3	4
	SINTETIZACIÓN	1	3	4		SINTETIZACIÓN	1	3	4
	ALMACENAJE	1	3	4		ALMACENAJE	1	4	5
	TRANSPORTE	2	4	5		TRANSPORTE	1	3	5
	DISTRIBUCIÓN	2	4	5		DISTRIBUCIÓN	1	3	5
COSTE	UTILIZACIÓN	1	4	4					
	EXTRACCIÓN	1	3	5					
	SINTETIZACIÓN	1	4	5					
	ALMACENAJE	1	3	4					
	TRANSPORTE	2	3	5					
	DISTRIBUCIÓN	1	3	4					
	AMORTIZACIÓN	1	3	4					

Tabla 23.- Variables y condicionantes - Gas Natural



VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
RESERVAS	RESERVAS PROBADAS	3	4	5	TRANSPORTE	SEGURIDAD	2	3	4
	RESERVAS PROBABLES O POSIBLES	5	5	5		COSTE	1	3	4
POTENCIALIDAD DE SER CONSUMIDO	DISPONIBILIDAD	1	2	4	DISTRIBUCIÓN	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	2	3	4
	GRADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL	1	2	3		SEGURIDAD	2	3	4
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMO SOSTENIBLE	2	3	4		COSTE	1	3	4
TIME TO MARKET	COSTE	1	2	4	APOYO INSTITUCIONAL	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	2	3	4
	DIFICULTADES TÉCNICAS	1	3	3		GENERACIÓN	5	3	3
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMIDOR	1	3	4		TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	4	3	3
	REEMPLAZA TECNOLOGÍAS EXISTENTES	1	3	4		NUEVO PUNTO DE SUMINISTRO	4	2	3
EXTRACCIÓN	COMPLEJIDAD DE LA INVERSIÓN	1	2	3	VERSATILIDAD	SUBVENCIONES A LA EFIC. ENERGÉTICA	5	3	3
	SEGURIDAD	3	4	5		POSIBILIDAD ATOMIZACIÓN	1	3	4
SINTETIZACIÓN	COSTE	1	2	4		CAPACIDAD DE TRANSFORMARSE EN NUEVOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS	1	3	4
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	4	5	5		PODER CALORÍFICO	1	3	5
	SEGURIDAD	3	4	5		USO DOMESTICO	1	2	5
	COSTE	1	2	4		USO COMERCIAL	1	2	4
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	4	5	5		USO INDUSTRIAL	1	2	3
ALMACENAJE	SEGURIDAD	2	4	4		USO EN TRANSPORTE	1	1	3
	COSTE	1	2	3		GENERACIÓN ELÉCTRICA	1	2	4
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	3	4	5		GENERACIÓN DE CALOR	1	3	4
						USO INDUSTRIA QUÍMICA	1	1	1

VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
SEGURIDAD	EXTRACCIÓN	3	4	5	REPERCUSIÓN AL MEDIOAMBIENTE	EXTRACCIÓN	4	5	5
	SINTETIZACIÓN	2	4	4		SINTETIZACIÓN	4	5	5
	ALMACENAJE	2	4	4		ALMACENAJE	3	4	5
	TRANSPORTE	2	3	4		TRANSPORTE	2	3	4
	DISTRIBUCIÓN	2	3	4		DISTRIBUCIÓN	2	3	4
COSTE	UTILIZACIÓN	1	3	3					
	EXTRACCIÓN	1	2	4					
	SINTETIZACIÓN	1	2	4					
	ALMACENAJE	1	2	3					
	TRANSPORTE	1	3	4					
	DISTRIBUCIÓN	1	3	4					
	AMORTIZACIÓN	1	2	3					

Tabla 24.- Variables y condicionantes - Energías renovables



VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
RESERVAS	RESERVAS PROBADAS	3	4	5	TRANSPORTE	SEGURIDAD	2	3	5
	RESERVAS PROBABLES O POSIBLES	5	5	5		COSTE	1	4	5
POTENCIALIDAD DE SER CONSUMIDO	DISPONIBILIDAD	1	2	5	DISTRIBUCIÓN	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	2	5	5
	GRADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL	1	2	4		SEGURIDAD	2	4	5
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMO SOSTENIBLE	2	3	5		COSTE	1	4	5
TIME TO MARKET	COSTE	1	3	5	APOYO INSTITUCIONAL	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	2	5	5
	DIFICULTADES TÉCNICAS	1	3	4		GENERACIÓN	1	3	5
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMIDOR	1	3	5		TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	1	2	5
	REEMPLAZA TECNOLOGÍAS EXISTENTES	1	2	4		NUEVO PUNTO DE SUMINISTRO	1	2	4
EXTRACCIÓN	COMPLEJIDAD DE LA INVERSIÓN	1	2	4	VERSATILIDAD	SUBVENCIONES A LA EFIC. ENERGÉTICA	1	3	5
	SEGURIDAD	2	3	5		POSIBILIDAD ATOMIZACIÓN	1	4	5
SINTETIZACIÓN	COSTE	1	2	4	CAPACIDAD DE TRANSFORMARSE EN NUEVOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS	PODER CALORÍFICO	1	5	5
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	4	5		USO DOMESTICO	1	4	5
	SEGURIDAD	2	3	5		USO COMERCIAL	1	2	5
	COSTE	1	2	4		USO INDUSTRIAL	1	2	4
ALMACENAJE	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	4	5	USO EN TRANSPORTE	1	3	5	
	SEGURIDAD	2	3	5	GENERACIÓN ELÉCTRICA	1	3	5	
	COSTE	1	3	5	GENERACIÓN DE CALOR	1	4	5	
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	4	5	USO INDUSTRIA QUÍMICA	1	2	2	

VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
SEGURIDAD	EXTRACCIÓN	2	3	5	REPERCUSIÓN AL MEDIOAMBIENTE	EXTRACCIÓN	1	4	5
	SINTETIZACIÓN	2	3	5		SINTETIZACIÓN	1	4	5
	ALMACENAJE	2	3	5		ALMACENAJE	1	4	5
	TRANSPORTE	2	3	5		TRANSPORTE	2	5	5
	DISTRIBUCIÓN	2	4	5		DISTRIBUCIÓN	2	5	5
COSTE	UTILIZACIÓN	2	4	5					
	EXTRACCIÓN	1	2	4					
	SINTETIZACIÓN	1	2	4					
	ALMACENAJE	1	3	5					
	TRANSPORTE	1	4	5					
	DISTRIBUCIÓN	1	4	5					
	AMORTIZACIÓN	1	2	4					

Tabla 25.- Variables y condicionantes - Hibridación del Gas Natural con Energías Renovables



VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
RESERVAS	RESERVAS PROBADAS	1	3	5	TRANSPORTE	SEGURIDAD	1	3	4
	RESERVAS PROBABLES O POSIBLES	2	4	5		COSTE	1	3	5
POTENCIALIDAD DE SER CONSUMIDO	DISPONIBILIDAD	1	2	4	DISTRIBUCIÓN	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	4	5
	GRADO DE DESARROLLO INDUSTRIAL	1	3	5		SEGURIDAD	1	3	4
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMO SOSTENIBLE	1	4	5		COSTE	1	3	5
TIME TO MARKET	COSTE	1	3	4	APOYO INSTITUCIONAL	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	4	5
	DIFICULTADES TÉCNICAS	1	2	4		GENERACIÓN	1	2	4
	SENSIBILIZACIÓN CONSUMIDOR	1	3	4		TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	1	2	4
	REEMPLAZA TECNOLOGÍAS EXISTENTES	1	3	5		NUEVO PUNTO DE SUMINISTRO	1	1	3
EXTRACCIÓN	COMPLEJIDAD DE LA INVERSIÓN	1	3	4	VERSATILIDAD	SUBVENCIONES A LA EFIC. ENERGÉTICA	1	3	5
	SEGURIDAD	1	3	4		POSIBILIDAD ATOMIZACIÓN	1	4	5
SINTETIZACIÓN	COSTE	1	2	3	CAPACIDAD DE TRANSFORMARSE EN NUEVOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS	PODER CALORÍFICO	1	4	5
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	3	5		USO DOMESTICO	2	4	5
	SEGURIDAD	1	3	4		USO COMERCIAL	1	1	3
	COSTE	1	3	4		USO INDUSTRIAL	1	1	2
ALMACENAJE	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	3	5	USO EN TRANSPORTE	1	4	5	
	SEGURIDAD	1	3	4	GENERACIÓN ELÉCTRICA	1	2	4	
	COSTE	1	3	5	GENERACIÓN DE CALOR	1	3	5	
	REPERCUSIÓN MEDIO AMBIENTE	1	4	5	USO INDUSTRIA QUÍMICA	1	4	5	
						2	3	4	

VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN	VARIABLE CONDICIONADA	CONDICIONANTE	PASADO	ACTUAL	PREVISIÓN
SEGURIDAD	EXTRACCIÓN	1	3	4	REPERCUSIÓN AL MEDIOAMBIENTE	EXTRACCIÓN	1	3	5
	SINTETIZACIÓN	1	3	4		SINTETIZACIÓN	1	3	5
	ALMACENAJE	1	3	4		ALMACENAJE	1	4	5
	TRANSPORTE	1	3	4		TRANSPORTE	1	4	5
	DISTRIBUCIÓN	1	3	4		DISTRIBUCIÓN	1	4	5
COSTE	UTILIZACIÓN	1	4	5					
	EXTRACCIÓN	1	2	3					
	SINTETIZACIÓN	1	3	4					
	ALMACENAJE	1	3	5					
	TRANSPORTE	1	3	5					
	DISTRIBUCIÓN	1	3	5					
	AMORTIZACIÓN	1	2	4					

Tabla 26.- Variables y condicionantes - Hidrógeno

TÍTULO 2.- PASADO, PRESENTE Y PREVISIÓN, POR FUENTES DE ENERGÍA:

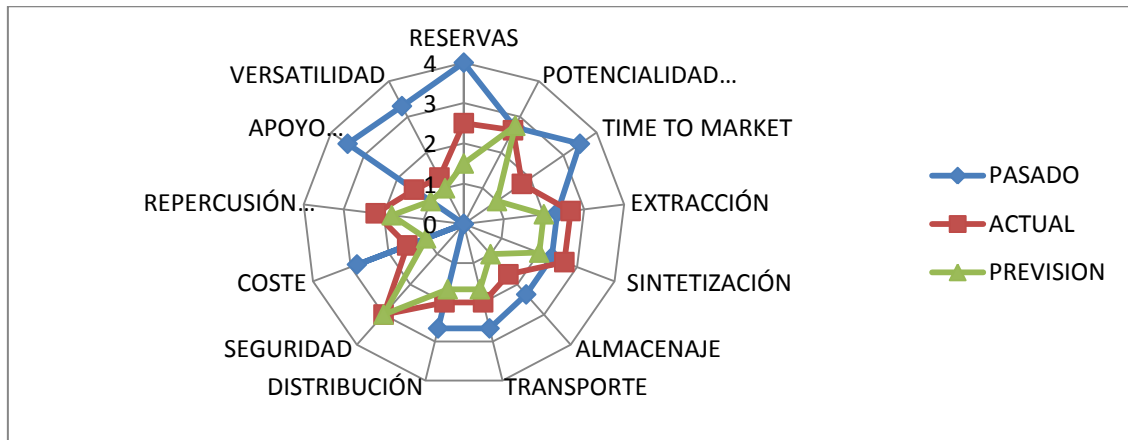


Diagrama 28.- Elaboración Propia. ‘Pasado, presente y previsión – Carbón’

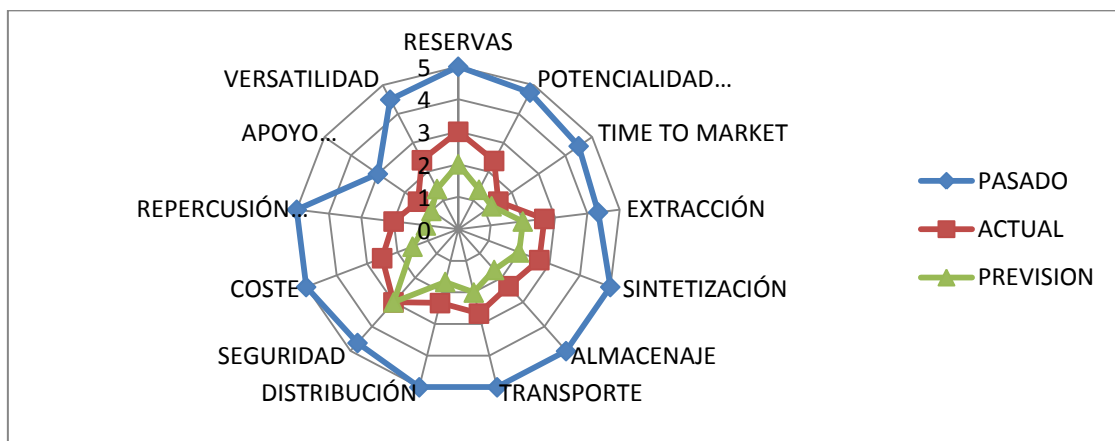


Diagrama 29.- Elaboración Propia. ‘Pasado, presente y previsión – Fuel Oil’

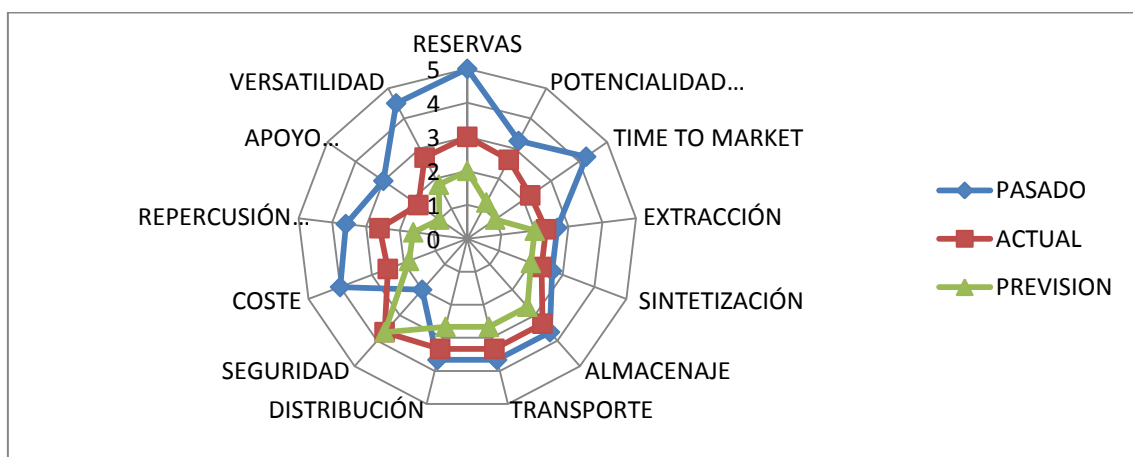


Diagrama 30.- Elaboración Propia. ‘Pasado, presente y previsión – Gasóleo’

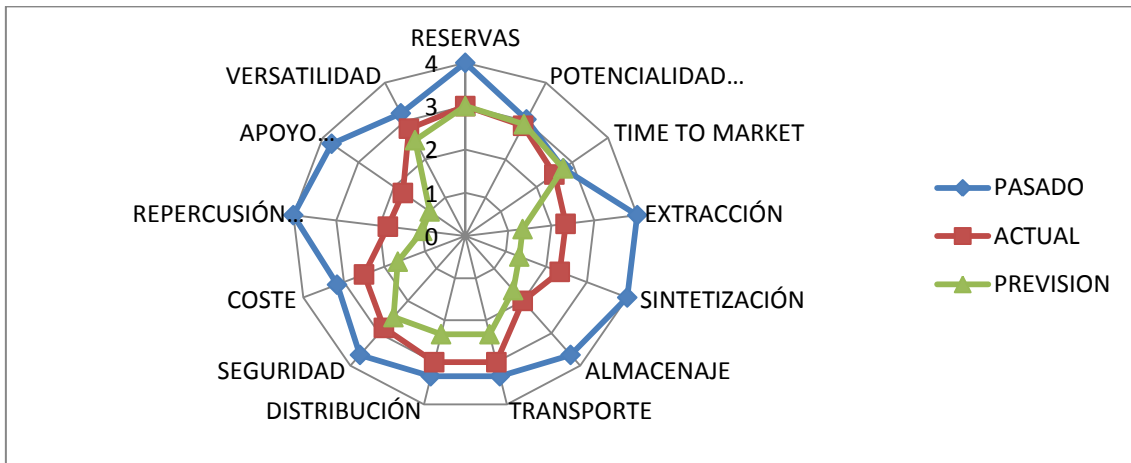


Diagrama 31.- Elaboración Propia. ‘Pasado, presente y previsión - Energía Nuclear’

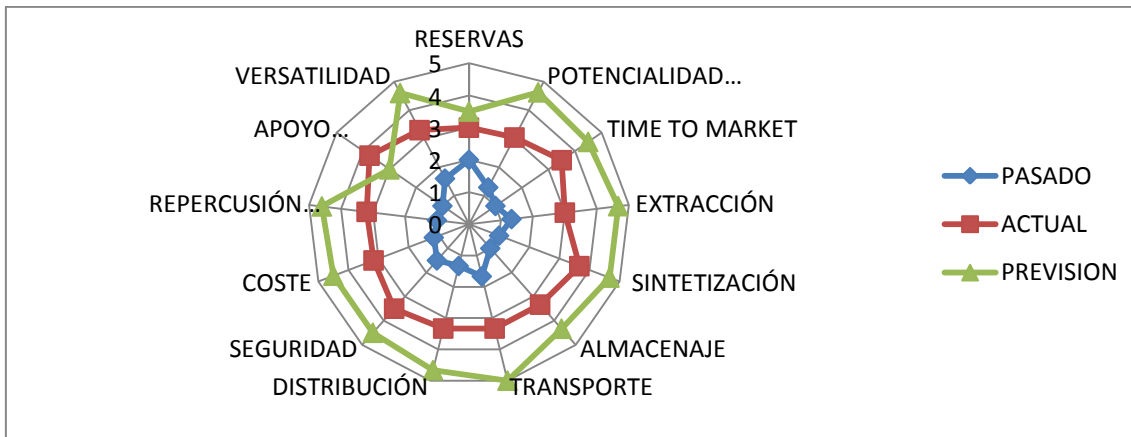


Diagrama 32.- Elaboración Propia. ‘Pasado, presente y previsión - Gas Natural’

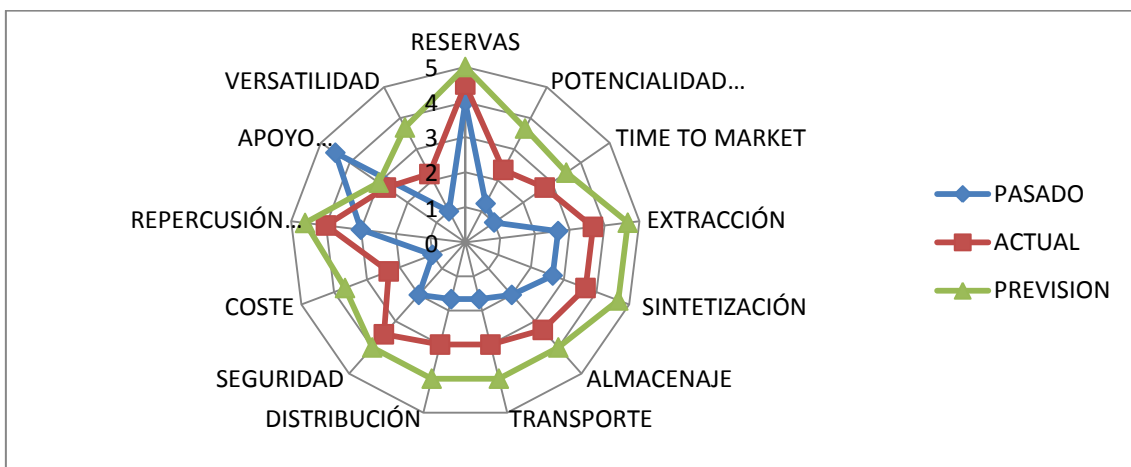


Diagrama 33.- Elaboración Propia. ‘Pasado, presente y previsión – Energías Renovables’

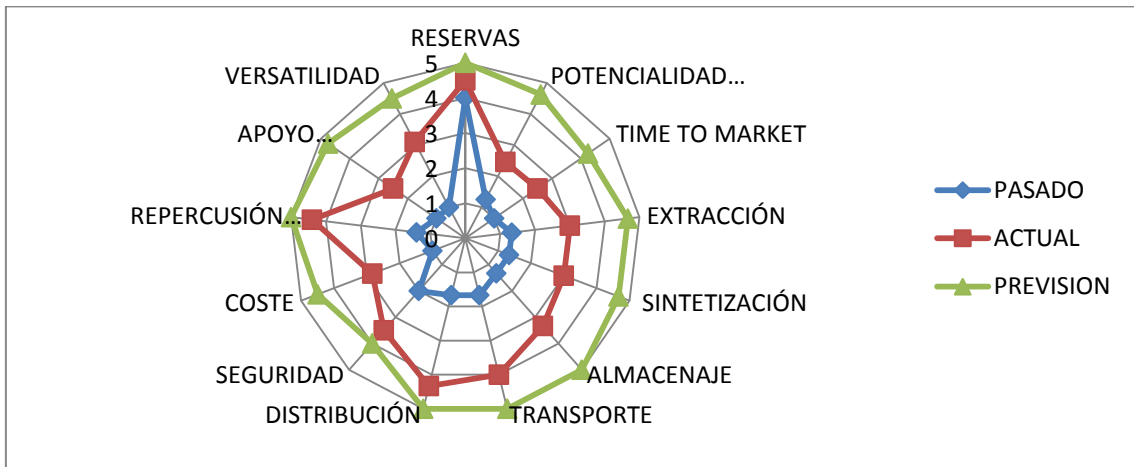


Diagrama 34.- Elaboración Propia. ‘Pasado, presente y previsión - Hibridación del gas natural con las energías renovables’

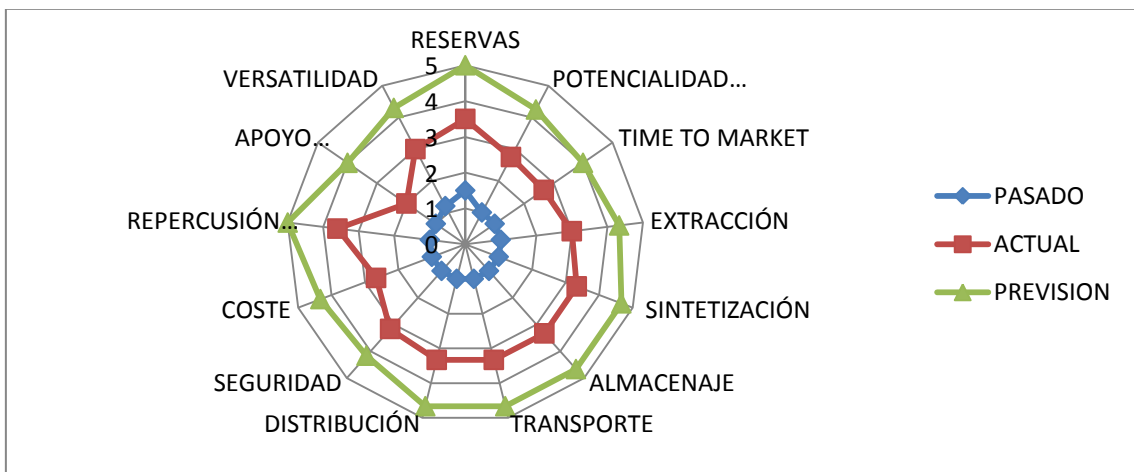


Diagrama 35.- Elaboración Propia. ‘Pasado, presente y previsión – Hidrógeno’

TÍTULO 3.- PASADO, PRESENTE Y PREVISIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍA:

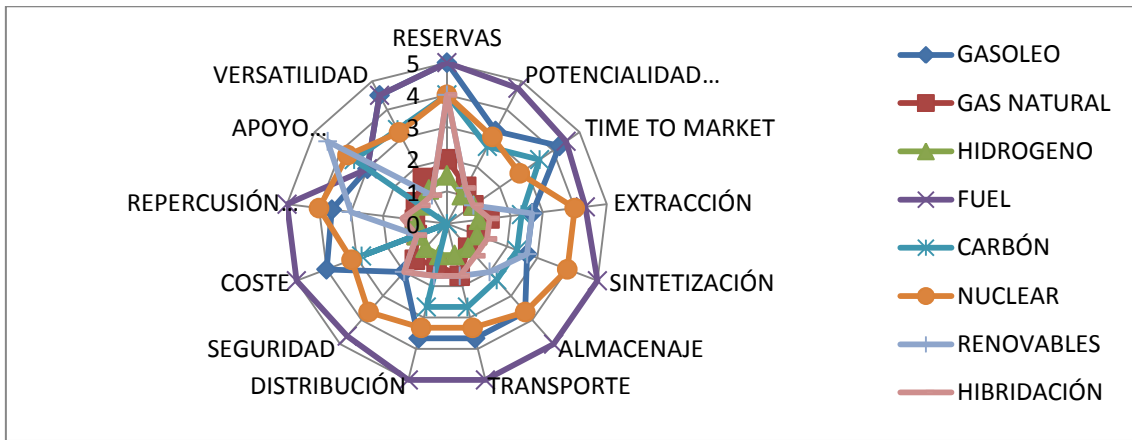


Diagrama 36.- Elaboración Propia. ‘Fuentes de Energía – Pasado’

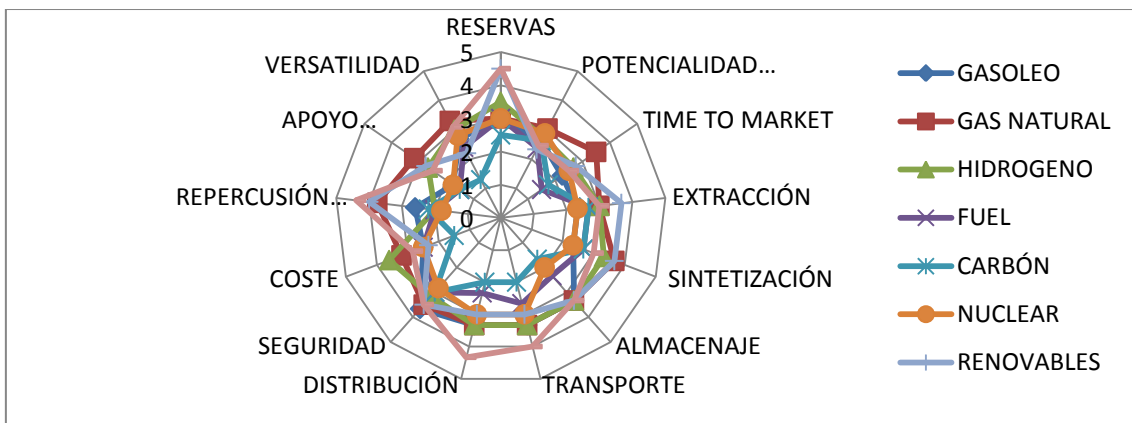


Diagrama 37.- Elaboración Propia. ‘Fuentes de Energía – Presente’

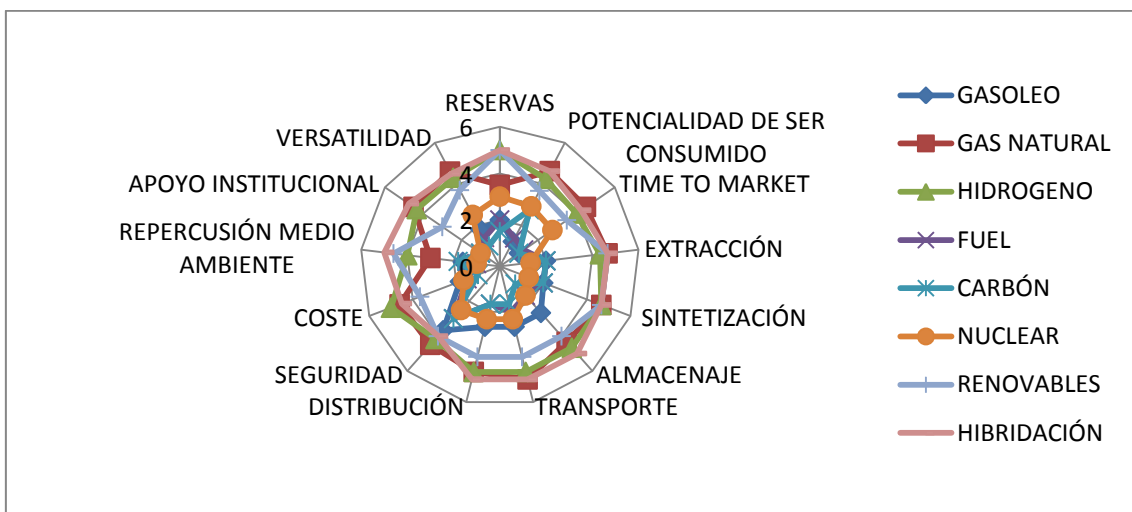


Diagrama 38.- Elaboración Propia. ‘Fuentes de Energía – Previsión’

TITULO 4.- CONCLUSIONES

Dado que la demanda de energía sigue aumentando, la *Comisión Europea* entiende que el gas natural está llamado a jugar un papel crucial en la política energética de la Unión Europea (UE).

La sustitución progresiva de las centrales de carbón por centrales eléctricas de gas de ciclo combinado puede llegar a reducir en más del 50% las emisiones de CO₂ (en comparación con los niveles de 1990) y hasta en tres veces los niveles de otros gases nocivos de efecto invernadero (como el NO_x y el SO₂).

Según el informe de la Comisión Europea **“Hoja de Ruta de la Energía para 2050”**⁵⁵, pilar sobre el que se edifica la estrategia energética de la UE, el gas es un actor clave en la transición hacia una economía baja en carbono y un sistema energético más sostenible. En este contexto, la sustitución del carbón y del petróleo por el gas es necesaria si queremos reducir las emisiones de gas de efecto invernadero de aquí a 2030. Además, el desarrollo paralelo de técnicas como la *captura y almacenamiento de carbono (CCS)*⁵⁶, harán posible que el gas se convierta en una tecnología con una emisión de carbono todavía más baja en un futuro próximo.

Por otro lado, la abundancia del gas juega a su favor como complemento de las energías renovables, cubriendo las intermitencias que se producen en fuentes como la eólica o la solar y permitiendo una fácil adaptación a los picos de demanda.

El gas natural no solo es el combustible fósil más limpio disponible en la actualidad sino que, a diferencia de otros combustibles fósiles en declive, sigue siendo abundante tanto en Europa como en otros continentes. Como consecuencia, constituye un componente vital del mix energético de España. Esto es especialmente relevante en el caso de España, donde el modelo energético se caracteriza por una alta demanda energética, aunque se ha ralentizado en los dos últimos años como consecuencia de la crisis económica, pero sobretodo por una dependencia exterior superior al 80%, muy por encima de la media europea. Como consecuencia, el potencial de obtener una fuente de energía técnica y económicamente viable a través de la exploración y explotación del gas es enorme.

En ese contexto resulta prioritario para España evaluar, a través de programas exploratorios, la potencialidad de este recurso energético y determinar su explotación si se demostrara viable.

⁵⁵ Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of the Regions. Energy roadmap 2050. (Marzo de 2014). http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf

⁵⁶ Demostración de la captura y el almacenamiento del carbono. (2008). http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/l28203_es.htm

CAPÍTULO 5.- ANÁLISIS.

TÍTULO 1.- UNA MIRADA A LA HISTORIA GLOBAL RECIENTE

En 1956, el Congreso de los Estados Unidos promulgó el Proyecto de Ley Federal de Ayuda para las Autopistas. Esta legislación, ratificada por el Presidente Dwight D. Eisenhower, supuso la inversión de 25.000 millones de dólares en la construcción de casi 66.000 km de autopistas interestatales en un período de 30 años, en lo que fue en aquel momento el proyecto de obra pública de mayor envergadura de la historia de Estados Unidos. El sistema de autopistas interestatales resultante logró unir la totalidad de Estados Unidos continental y estableció la infraestructura viaria necesaria para culminar la Segunda Revolución Industrial. El motor de combustión interna de gasolina ha sido el motor económico de la economía del siglo XX y ha servido de estímulo prácticamente para todos los demás sectores, desde la producción de acero hasta el turismo.

Los estadounidenses dieron por hecho que *“lo que es bueno para General Motors es bueno para el país”*. El sistema de autopistas interestatales creó la infraestructura de conexión para el boom de la construcción de viviendas y locales comerciales suburbanos que, a finales de los ochenta, convirtió a Estados Unidos en la economía y en la sociedad más próspera del mundo, y a los estadounidenses en los ciudadanos más ricos de la Tierra. Incluso cuando Estados Unidos estaba celebrando un éxito comercial sin precedentes, ya se vislumbraban nubarrones de tormenta en el horizonte, pero aún debería transcurrir otro medio siglo antes de que se juntaran para provocar la tormenta económica perfecta, llevando al borde del colapso a los Estados Unidos y a la economía mundial.

Al mismo tiempo que se construía el sistema de autopistas interestatales, los científicos empezaron a observar una inquietante tendencia en la composición química de la atmósfera de la Tierra, el aumento de concentraciones de CO₂. Los científicos especularon con que la quema de combustibles fósiles y la emisión de CO₂ podrían estar calentando la atmósfera del planeta con unas consecuencias inimaginables.

En 1979, la Academia Nacional de Ciencias de Estados Unidos publicó su primer informe preliminar sobre calentamiento global, en el que sugería que la actividad inducida por el hombre podría estar teniendo un impacto negativo en la temperatura del planeta. Las conclusiones del informe eran provisionales y muy especulativas en sí mismas, y se limitaban a registrar una pequeña señal en la pantalla del radar público del momento.

A pesar de sus amplias reservas de petróleo, recordemos que a mediados del siglo XX, Estados Unidos era el primer productor de petróleo del mundo, y de la confianza en su próspero futuro, empezaron a aparecer otros indicios inquietantes. A raíz del embargo de petróleo de la



Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1973 y de la consiguiente subida de los precios del petróleo en los años setenta, la opinión pública empezó a plantearse si el petróleo podía llegar a agotarse algún día. Sin embargo, el consenso generalizado en aquel momento era que el embargo del petróleo no tenía tanto que ver con el suministro como con una demostración de fuerza política y económica por parte de los países productores de petróleo con vistas a beneficiarse del mercado y ganarse el respeto y la atención en el escenario geopolítico.

La factura entrópica de la Segunda Revolución Industrial fue aumentando de manera inexorable en la última mitad del siglo XX, hecho que fue totalmente ignorado por una economía mundial que estaba creciendo a pasos agigantados. A finales de los años ochenta, la Segunda Revolución Industrial había alcanzado su pleno desarrollo en los Estados Unidos. El boom de la construcción suburbana, que provocó la mayor expansión económica en la historia de los Estados Unidos, empezó a enfriarse. La recesión de 1989 a 1991, provocada por una desaceleración en la construcción suburbana en el sur y en el oeste del país, marcó un hito en la Segunda Revolución Industrial, a pesar de que por aquel entonces nadie reconoció su importancia.

En la última mitad de los años noventa y en los primeros seis años del siglo XXI, se produciría otro importante boom de la construcción. Sin embargo, esta vez vendría provocado en mayor medida por la ampliación irresponsable de créditos hipotecarios y la especulación salvaje que por aumentos tecnológicos en la productividad y la generación de nueva riqueza “real”.

El crecimiento económico registrado desde principios de los noventa hasta la crisis de 2008 estuvo menos relacionado con nuevas innovaciones tecnológicas y perspicacia empresarial, a pesar de que ésta era la explicación pública oficial para la nueva prosperidad. Esto no quiere decir que las nuevas tecnologías, especialmente la revolución de las tecnologías de la información y comunicación (TIC), no contribuyeran en cierta medida a restaurar el crecimiento económico, pero su aportación fue mucho menos importante de lo que los medios de comunicación, la comunidad empresarial y los políticos nos hicieron creer.

Lo que sacó a Estados Unidos y al mundo de la recesión económica de finales de los ochenta y principios de los noventa fue la concesión masiva de créditos al consumo, primero en los Estados Unidos y después en el resto de países. La “cultura de la tarjeta de crédito” dio un impulso al poder adquisitivo, favoreciendo la vuelta al trabajo de las empresas estadounidenses y sus empleados para producir todos los bienes y servicios que se compraban a crédito. En los últimos 18 años, los consumidores estadounidenses han sido el pilar de la economía global, en gran parte por sus compras a crédito. Sin embargo, el precio de que el peso de la economía global recayera sobre las espaldas de la deuda cada vez mayor del consumidor estadounidense ha sido el agotamiento de los ahorros de las familias estadounidenses.

A medida que la capacidad de ahorro de las familias iba desapareciendo, los sectores hipotecario y bancario crearon una segunda línea de crédito artificial, haciendo que las familias estadounidenses compraran casas desembolsando poco dinero o nada en absoluto y a tipos de interés a corto plazo bajos o inexistentes, las hipotecas subprime, con tipos de interés que subían con el tiempo y amortización de capital aplazada. Millones de estadounidenses mordieron el anzuelo y compraron casas que excedían su capacidad de pago a largo plazo, lo que supuso la aparición de una burbuja inmobiliaria. Faltos de efectivo, los propietarios utilizaban sus viviendas como cajeros automáticos, refinanciando las hipotecas, a veces incluso dos o tres veces, para garantizar el efectivo necesario. Ahora, la burbuja inmobiliaria ha explotado, dejando a millones de estadounidenses enfrentándose a las ejecuciones de sus hipotecas y a los bancos al borde del colapso.

Después de vivir durante 18 años de las ampliaciones de créditos, el resultado es que Estados Unidos es hoy una economía quebrada. La deuda bruta del sector financiero estadounidense, que en 1980 ascendía al 21% del producto interior bruto (PIB), ha aumentado de manera constante en los últimos 27 años, llegando a suponer un increíble 116% del PIB en 2007. Y lo que es peor, la deuda hipotecaria acumulada de los consumidores actualmente supera los 13,9 trillones de dólares. Habida cuenta de que las comunidades bancarias y financieras de Estados Unidos, Europa y Asia están estrechamente relacionadas, la crisis crediticia ha arrasado a Estados Unidos, llevándose por delante toda la economía mundial.

Hoy nos encontramos ante un nuevo fenómeno. Se llama *“pico de globalización”* y se produjo cuando el barril rondaba los 147 dólares. Superado este punto, la inflación crea un muro de contención que impide el crecimiento de la economía, haciéndola retroceder hacia un crecimiento cero. Sólo cuando se produce la contracción de la economía internacional cae el precio de la energía como resultado del menor consumo energético. La importancia del *“pico de globalización”* es decisiva. El supuesto fundamental de la globalización siempre ha sido que el petróleo abundante y barato permite a las empresas trasladar capital a mercados de mano de obra barata, donde los alimentos y los productos se producen con mínimos costes y altos márgenes de beneficio para luego enviarse a cualquier parte del mundo.

Este supuesto se ha desintegrado, con pésimas consecuencias para el proceso de globalización.

Para entender cómo llegamos a este punto, tenemos que remontarnos al año 1979, año en el que se alcanzó el pico de petróleo mundial per cápita, según un estudio realizado por la petrolera británica BP. Con el increíble crecimiento económico de China e India en los noventa, la demanda de petróleo se disparó. La demanda comenzó a superar a la oferta y el precio empezó a subir. Con menos petróleo disponible para cada ser humano, los esfuerzos para que un tercio de la raza humana, la suma de la población de India y China, llegue a una Segunda Revolución Industrial basada en el petróleo se estrellan contra la realidad de una oferta

limitada de crudo. Dicho de otro modo, la presión de la demanda de una población en aumento se topa con reservas petroleras finitas, lo que inevitablemente empuja el precio al alza. Y cuando el crudo alcanza los 147 dólares por barril, la inflación adquiere tal fuerza que actúa como una fuerza de resistencia al crecimiento económico y la economía mundial se contrae.

El encarecimiento de la energía repercute en todos los productos que fabricamos. Así pues, el encarecimiento de la energía también afecta a todos los aspectos de la producción, haciendo el transporte de larga distancia por aire y por barco cada vez más prohibitivos. Independientemente de cuál fuera el valor marginal que las empresas solían obtener por trasladar su producción a mercados de mano de obra más barata, éste ha desaparecido, debido al coste cada vez mayor de la energía en la cadena de suministro. Esto supone el verdadero acto final de la Segunda Revolución Industrial y se produce mucho antes del momento pico de la producción mundial de petróleo.

Al mismo tiempo, los efectos del cambio climático *“en tiempo real”* están erosionando con mayor virulencia a la economía en distintas regiones del planeta. Sólo el coste en daños a la economía estadounidense de los huracanes Katrina, Rita, Ike y Gustav entre 2005 y 2008, se estima en más de 100.000 millones de dólares. Inundaciones, sequías, incendios voraces, tornados y otros fenómenos meteorológicos extremos han diezmando ecosistemas en todo el mundo, no sólo destruyendo la producción agrícola y las infraestructuras, sino también ralentizando la economía global y ocasionando desplazamientos de millones de seres humanos.

La convergencia de la crisis crediticia, la crisis energética y los impactos en tiempo real del cambio climático han llevado a la economía mundial al borde del colapso. El petróleo, el carbón y el gas natural representarán un porcentaje cada vez menor de la energía mundial en el siglo XXI. La mayoría de los observadores coinciden en que estamos llegando al ocaso de la era de los combustibles fósiles. Durante este período crepuscular, los países están haciendo todo lo posible para garantizar que las reservas existentes de combustibles fósiles sean utilizadas de una manera más eficiente y están experimentando con tecnologías de energía limpia con vistas a reducir las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la quema de combustibles convencionales.

La Unión Europea, en particular, está instando a que sus Estados miembros aumenten la eficiencia energética en un 20% para el año 2020 y reduzcan las emisiones de gases que provocan el calentamiento global en un 20% (respecto a 1990) también para el 2020.

Sin embargo, una mayor eficiencia energética y una reducción obligatoria de los gases de efecto invernadero no son suficientes, en sí mismos, para enfrentarnos adecuadamente a una

crisis sin precedentes de calentamiento global y agotamiento de reservas de petróleo y producción de gas.

De cara al futuro, todos los gobiernos deberán explorar formas alternativas de energía y crear modelos económicos innovadores con el fin de que las emisiones de carbono sean lo más próximas posibles a cero.

TÍTULO 2.- EL AMANECER DE LA TERCERA REVOLUCIÓN INDUSTRIAL. UNA NUEVA VISIÓN SOCIAL

El sociólogo norteamericano Jeremy Rifkin, autor de numerosos éxitos como *El fin del trabajo*, *La era del acceso*, o *La economía del hidrógeno* ha logrado con su última obra convertirse en una de las figuras imprescindibles de cualquier debate mediático en torno a la Unión Europea.

Rifkin aporta a su obra la visión trasatlántica de Europa pero desde el profundo conocimiento de la misma, tras largas estancias en nuestro continente por razones de trabajo, por lo que el detallado análisis comparativo que realiza entre el sueño americano y el emergente sueño europeo son fruto de un conocimiento personal de ambas realidades.

A medida que la Segunda Revolución Industrial está llegando a su fin, se vislumbra en el horizonte una nueva Tercera Revolución Industrial. Lo que queda por ver es si ésta llegará a tiempo para mitigar el impacto entrópico a largo plazo que se ha ido acumulando a lo largo de los doscientos años que ha durado la era de los combustibles fósiles y las primeras dos revoluciones industriales.

Los grandes cambios económicos de la historia se producen cuando convergen nuevas revoluciones de comunicación y nuevos regímenes energéticos creando entornos de vida totalmente nuevos. Nos encontramos en el vértice de una convergencia de este tipo, la unión entre la revolución de las TIC de las últimas dos décadas y el régimen energético del siglo XXI.

El uso de la información descentralizada y las tecnologías de comunicación como mecanismo de mando y control para la organización y gestión de la energía descentralizada es el preludeo de una potente Tercera Revolución Industrial cuyo efecto económico multiplicador podría extenderse hasta bien entrada la segunda mitad del siglo XXI y más allá.

La energía descentralizada es energía que se encuentra en todas partes. El sol brilla en todo el mundo. El viento sopla por todo el planeta todos los días. Todos generamos basura. Las personas que habitan en áreas rurales tienen acceso a residuos agrícolas y forestales. Las personas que viven en la costa disponen de la energía generada por las olas. La energía

geotérmica está debajo de la Tierra y el agua produce energía hidráulica. A este tipo de energía la denominamos energía descentralizada porque, al contrario que las energías de elite convencionales, como pueden ser el carbón, el petróleo, el gas natural y el uranio, que sólo se encuentran en regiones geográficas limitadas, las energías renovables se encuentran en todas partes en distintas proporciones.

Hoy en día las mismas tecnologías de la información y comunicación que dieron lugar a Internet pueden utilizarse para reconfigurar las redes energéticas del mundo (Redes Eléctricas Inteligentes o Smart Grids y la Generación Distribuida), permitiendo que millones de personas puedan hacer acopio y producir su propia energía renovable desde sus casas, oficinas, tiendas, fábricas y parques tecnológicos y compartirla, a través de redes inteligentes, del mismo modo que producen y comparten su información en el ciberespacio. Las empresas ya están empezando a establecer las bases de una infraestructura y de un mercado para lo que los líderes empresariales denominan “capitalismo descentralizado”.

Las distintas formas de energía renovable (solar, eólica, hidráulica, geotérmica, maremotriz y biomasa) integran el primero de los cuatro pilares de la Tercera Revolución Industrial.

Es cierto que estas energías alternativas todavía representan un porcentaje pequeño de la combinación global de fuentes de energía, su uso está creciendo rápidamente a medida que los gobiernos establecen objetivos e indicadores para su uso generalizado y que los costes son cada vez más competitivos. Se están invirtiendo miles de millones de dólares de capital público y privado en la investigación, el desarrollo y la penetración en el mercado, ya que las empresas y los propietarios de viviendas buscan reducir su huella de carbono, y conseguir al mismo tiempo una mayor eficiencia e independencia energética.

A pesar de que la energía renovable está en todas partes y de que las nuevas tecnologías nos permiten aprovecharla de una forma barata y eficiente, necesitamos una infraestructura para almacenarla. Aquí es donde entra el sector de la construcción, en el segundo pilar de la Tercera Revolución Industrial.

Los edificios son una de las principales fuentes del calentamiento global antropogénico y consumen entre el 30% y el 40% de toda la energía producida, siendo responsables de unos porcentajes similares de emisiones de CO₂. Actualmente, los nuevos avances tecnológicos permiten, por primera vez, transformar edificios ya existentes y diseñar nuevos edificios que puedan generar parte, o la totalidad, de la energía que necesitan a partir de fuentes de energía renovable disponibles localmente, lo que nos permite repensar el futuro de los edificios como “centrales eléctricas”. Las repercusiones comerciales y económicas son inmensas para el sector inmobiliario y, en realidad, para el mundo en su conjunto.

Dentro de 25 años, millones de edificios (viviendas, oficinas, centros comerciales, fábricas, parques industriales y tecnológicos) serán reformados o construidos para funcionar como “centrales eléctricas” además de como hábitats. Estos edificios almacenarán y generarán energía a nivel local a partir del sol, el viento, la basura, los residuos agrícolas y forestales, las olas y mareas, las fuentes de energía hidráulica y geotérmica, produciendo suficiente energía para cubrir sus propias necesidades e incluso excedentes para compartir con otros.

La fábrica de General Motors (GM) en Aragón, España, la instalación productiva más grande de GM en Europa, acaba de instalar una planta solar de 10 megavatios en el tejado de su fábrica con un coste de 78 millones de dólares. La central eléctrica puede producir electricidad suficiente para la fábrica o suministrar electricidad a 4.600 hogares. La inversión inicial se amortizará en menos de 10 años, transcurridos los cuales la generación de electricidad será prácticamente gratuita, exceptuando los costes de mantenimiento de la instalación solar.

En Francia, el gigante de la construcción Bouygues está levantando este año un complejo de oficinas comerciales de última generación en las afueras de París, que recoge energía solar suficiente, no sólo para abastecer sus propias necesidades, sino incluso para generar un excedente de energía.

El Parque Tecnológico Walqa, en Huesca, España, está enclavado en un valle de los Pirineos y pertenece a una nueva generación de parques tecnológicos que producen su propia energía renovable in situ para dotar de energía prácticamente a todas sus operaciones. Actualmente hay una docena de edificios de oficinas en funcionamiento en el Parque Walqa, y está prevista la construcción de otros 40. La instalación funciona íntegramente a partir de formas de energía renovable, incluidas la energía eólica, la energía hidráulica y la energía solar. El parque alberga a empresas líderes de alta tecnología, entre ellas Microsoft y otras empresas informáticas, empresas de energías renovables, etc.

La introducción de los primeros dos pilares de la Tercera Revolución Industrial (energías renovables y “edificios que actúan como centrales eléctricas”) exige la introducción simultánea del tercer pilar de la Tercera Revolución Industrial. Con el fin de sacar el máximo provecho de la energía renovable y minimizar los costes, es necesario desarrollar métodos de almacenamiento que permitan convertir los suministros intermitentes de dichas energías en recursos fiables. Las baterías, el bombeo de agua diferenciado y otros medios pueden proporcionar una capacidad de almacenamiento limitada. Sin embargo, existe un medio de almacenamiento que está muy extendido y puede resultar relativamente eficiente. El hidrógeno es el medio universal para “almacenar” las energías renovables con el fin de garantizar un suministro estable y seguro para la producción de energía y, lo que es igualmente importante, el transporte.

El hidrógeno es el elemento más ligero y más abundante del universo y, utilizado como fuente de energía, los únicos derivados que genera son el agua y el calor. Las pilas de combustible de hidrógeno se han utilizado durante más de 30 años como propulsión para nuestras naves espaciales.

Así es como funciona el hidrógeno: las fuentes energéticas renovables (solar, eólica, hidráulica, geotérmica, maremotriz) se están utilizando para generar electricidad. Esta electricidad puede ser utilizada, a su vez, para liberar el hidrógeno y el oxígeno del agua mediante electrólisis. Asimismo, se puede extraer hidrógeno directamente de cultivos energéticos, residuos animales y forestales y residuos orgánicos, conocidos como biomasa, sin necesidad de someterlos a la electrólisis.

Cabe señalar que la sociedad de la energía renovable es viable en la medida en que parte de la energía se pueda almacenar en forma de hidrógeno. Esto se debe a que la energía renovable es intermitente. No siempre brilla el sol, no siempre sopla el viento, no siempre fluye el agua si hay sequía, y las cosechas agrícolas son variables. Cuando la fuente de energía renovable no estuviera disponible, no se podría generar electricidad y la actividad económica se paralizaría. Sin embargo, si parte de la electricidad generada cuando hay abundancia de energía renovable se pudiese utilizar para extraer hidrógeno del agua, que puede almacenarse para volver a convertirlo posteriormente en electricidad, la sociedad dispondría de un suministro ininterrumpido de energía.

En 2008, la Comisión Europea anunció una Iniciativa Tecnológica Conjunta (ITC), una ambiciosa asociación público-privada destinada a acelerar la introducción comercial de una economía del hidrógeno en los 27 Estados miembros de la UE, que centrará su atención en la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables.

La Unión Europea ha levantado los tres primeros pilares de la Tercera Revolución Industrial mediante una evaluación comparativa de la transición hacia las energías renovables, la promoción del concepto de edificios como centrales eléctricas y la financiación de un agresivo programa de I+D en materia de pilas de combustible de hidrógeno.

El cuarto pilar, es decir, la reconfiguración de la red eléctrica europea en consonancia con el modelo seguido para Internet, que permitirá a las empresas y a los propietarios de viviendas generar su propia electricidad y compartirla con otros, está siendo sometido actualmente a ensayos por parte de las empresas eléctricas en Europa, Estados Unidos, Japón, China y otros países.

La red interconectada inteligente consta de tres elementos fundamentales. Las miniredes permiten a los propietarios de viviendas, a las pymes y a las empresas de gran escala

económica generar localmente energía renovable, usando paneles fotovoltaicos, generadores eólicos, microgeneración, pequeñas centrales hidráulicas, residuos animales y agrícolas, residuos urbanos, etc., y utilizarla para cubrir sus necesidades energéticas cuando no estén conectados a la red. La tecnología de medición inteligente permite a los productores locales vender mejor su energía a la red eléctrica principal, y retirar electricidad de la red, consiguiendo que el flujo de electricidad sea bidireccional.

El siguiente paso en la tecnología de redes inteligentes es implantar dispositivos sensores y chips repartidos a lo largo de la red, conectando todos los aparatos eléctricos. Un software permite conocer la cantidad de energía que la totalidad de la red está utilizando en cualquier momento y en cualquier lugar. Esta interconectividad puede ser utilizada para reconducir los usos y flujos energéticos durante los picos de consumo máximo y mínimo, e incluso para ajustar en tiempo real el precio de la electricidad.

En el futuro, las redes eléctricas inteligentes estarán cada vez más conectadas en tiempo real a los cambios meteorológicos, registrando los cambios de viento, la radiación solar, la temperatura ambiente, etc., brindando a la red eléctrica la capacidad de ajustar continuamente el flujo eléctrico a las condiciones meteorológicas externas y a la demanda del consumidor. Así por ejemplo, si la red eléctrica está sometida a un pico de demanda energética que puede provocar una sobrecarga en la red debido a un exceso de demanda, el programa informático podrá ordenar que la lavadora de un consumidor reduzca un ciclo de lavado por carga o que se reduzca en un grado la potencia del aire acondicionado. Aquellos consumidores que acepten estos ajustes menores del uso energético serán recompensados con descuentos en sus facturas. Puesto que el precio real de la electricidad varía a lo largo de las 24 horas, la información energética en tiempo real abre las puertas a la *“fijación dinámica de precios”*, lo que permitirá a los consumidores incrementar o disminuir automáticamente su consumo energético en función del precio de la electricidad de la red. Asimismo, la fijación de precios en tiempo real permitirá a los productores de energía locales de miniredes vender automáticamente su energía a la red o desconectarse totalmente de ella. Las redes interconectadas inteligentes no se limitarán a proporcionar más libertad a los usuarios finales a la hora de seleccionar sus opciones energéticas, sino también a crear nuevas eficiencias energéticas en la distribución de la electricidad.

Las redes interconectadas posibilitan una amplia redistribución de la energía. El sistema centralizado de flujo de energía actual, de arriba abajo, se está quedando obsoleto. En esta nueva era, las empresas, los municipios y los propietarios de viviendas podrían convertirse en productores y consumidores de su propia energía, lo que se conoce como *“generación descentralizada o distribuida”*.

Las redes descentralizadas inteligentes también ofrecen la infraestructura básica para pasar de los motores de combustión interna a los vehículos eléctricos impulsados por pilas de combustible de hidrógeno. Los vehículos eléctricos impulsados por pilas de combustible de

hidrógeno también son “*centrales eléctricas sobre ruedas*” con una capacidad de producción de veinte o más kilovatios.

Puesto que, por lo general, el coche, el autobús o el camión están estacionados la mayor parte del tiempo, durante las horas en que no se usen, se podrían conectar al hogar, la oficina o a la red eléctrica principal e interactiva, con el fin de devolver electricidad de primera calidad a la red. Así pues, los vehículos eléctricos impulsados por pilas de combustible se convierten en un medio para almacenar cantidades enormes de energía que, a su vez, puede convertirse en electricidad con la que se podrá alimentar la red eléctrica principal.

La aparición del motor de combustión interna y la infraestructura de autopistas marcaron el inicio de la era del petróleo y de la Segunda Revolución Industrial en el siglo XX, al igual que la aparición del motor a vapor, la locomotora y la infraestructura ferroviaria marcaron el inicio de la era del carbón y de la Primera Revolución Industrial en el siglo XIX.

Las revoluciones del transporte siempre se enmarcan dentro de revoluciones de infraestructura más amplias. La revolución del motor a vapor impulsado por carbón exigió grandes cambios de infraestructura, incluyendo el cambio en el transporte, pasando de canales a vías ferroviarias, así como la cesión de terreno público para el desarrollo de nuevas poblaciones y ciudades en los puntos más importantes de la vía ferroviaria. De la misma forma, la aparición del motor de combustión interna de gasolina exigió la construcción de un sistema nacional de carreteras, la creación de oleoductos y la construcción de nuevos pasillos suburbanos comerciales y residenciales a lo largo de todo el sistema de autopistas interestatales.

Así pues, el paso del motor de combustión interna al vehículo eléctrico impulsado por pilas de combustible de hidrógeno también exige un nuevo compromiso en materia de infraestructuras para la Tercera Revolución Industrial. En 2008, Daimler y RWE, la segunda empresa eléctrica de Alemania, pusieron en marcha un proyecto en Berlín para crear puntos de recarga para vehículos eléctricos Smart y Mercedes en la capital alemana. Renault-Nissan está ultimando un plan parecido para crear una red de puntos de recarga de batería en Israel, Dinamarca y Portugal. Las estaciones con puntos de recarga darán servicio a todos los coches eléctricos Mégane de Renault. En el horizonte 2030, podremos encontrar puntos de recarga para vehículos eléctricos impulsados por pilas de combustible de hidrógeno prácticamente en todas partes, en carreteras y en hogares, en edificios comerciales, fábricas, aparcamientos y garajes, creando una infraestructura descentralizada tanto para enviar como para recibir electricidad a través de la red eléctrica principal.

Actualmente empresas como IBM, General Electric, Siemens y otras empresas globales de tecnologías de la información (TI) están penetrando en el mercado de la energía inteligente, colaborando con empresas de servicios para transformar la red eléctrica en redes

interconectadas, de forma que los propietarios de edificios puedan producir su propia energía y compartirla mutuamente. CPS Energy en San Antonio, Texas; Centerpoint Utility en Houston, Texas; Xcel Energy en Boulder, Colorado; y Sempra Energy y Southern CalEdison, en California, están empezando a instalar algunos segmentos de la red inteligente, conectando entre sí a miles de edificios comerciales y de viviendas.

A menudo surge la pregunta de si las energías renovables, a largo plazo, podrán suministrar energía suficiente para toda una economía nacional o global. Al igual que las tecnologías de red de los sistemas de información de segunda generación permiten a las empresas interconectar miles de ordenadores personales, creando una potencia informática mucho más descentralizada que la de los superordenadores centralizados más potentes, millones de productores locales de energía renovable que tengan acceso a redes de servicios inteligentes podrán potencialmente producir y compartir mucha más energía descentralizada que las antiguas formas centralizadas de energía –petróleo, carbón, gas natural y nuclear–, de las que actualmente dependemos.

La transición hacia la Tercera Revolución Industrial exigirá una reconfiguración completa de la infraestructura económica de todos los países, creando millones de puestos de trabajo e infinidad de nuevos bienes y servicios. Los países tendrán que invertir en tecnología de energías renovables a gran escala, adaptar millones de edificios para transformarlos en centrales eléctricas, incluir el hidrógeno y otras tecnologías de almacenamiento dentro de la infraestructura nacional, adaptar los vehículos pasando del motor de combustión interna a vehículos eléctricos impulsados por pilas y crear una red de servicios inteligentes que abarque todos los países.

La remodelación a gran escala de las infraestructuras de cada país y el reacondicionamiento de las industrias va a requerir un reciclaje masivo en la formación de los trabajadores a una escala comparable a la formación vocacional y profesional del inicio de la Primera y la Segunda Revoluciones Industriales. La nueva mano de obra de alta tecnología de la Tercera Revolución Industrial deberá estar cualificada en tecnologías de energías renovables, construcción ecológica, TI y sistemas informáticos incorporados, nanotecnología, química sostenible, desarrollo de pilas de combustible, gestión de redes energéticas digitales, transporte híbrido impulsado por electricidad e hidrógeno y otros centenares de ámbitos técnicos.

Los empresarios y los administradores deberán recibir formación para sacar partido de modelos de negocio de última generación, incluyendo el comercio abierto y en red, las estrategias de investigación y desarrollo descentralizadas y en colaboración y la gestión sostenible y baja en carbono de las cadenas logísticas y de suministro. Los niveles de cualificación y los estilos de gestión de la mano de obra de la Tercera Revolución Industrial serán cualitativamente distintos de los de la mano de obra de la Segunda Revolución Industrial.

Una red interconectada inteligente plenamente integrada permite que cada país produzca su propia energía y comparta cualquier excedente con sus países vecinos en un enfoque “de red” dirigido a garantizar la seguridad energética global. Cuando una región concreta tenga sobrecarga o excedente temporal en su energía renovable, dicha energía podrá compartirse con regiones que estén pasando por un valle o déficit temporal.

La Tercera Revolución Industrial nos lleva a una nueva visión social en la que la propia energía está ampliamente descentralizada, fomentando nuevos niveles de colaboración sin precedentes entre personas y países. Al igual que la revolución de las comunicaciones descentralizadas de la última década ha generado formas de pensamiento en red, el intercambio de códigos abiertos y la democratización de las comunicaciones, la Tercera Revolución Industrial hace lo propio con la democratización de la energía. Comenzamos a imaginar un mundo en el que cientos de millones de personas están “capacitadas”, tanto en sentido literal como en sentido figurado, lo que tendrá repercusiones de gran alcance para la vida social y política.

La democratización de la energía se convierte en un punto de unión de una nueva visión social descentralizada. El acceso a la energía se convierte en un derecho social inalienable en la era de la Tercera Revolución Industrial.

El siglo XX fue testigo de la ampliación del derecho al voto y de la ampliación de las oportunidades educativas y económicas a millones de personas en todo el mundo. El acceso individual a la energía también se convierte en un derecho social y humano. Todos los seres humanos deberían tener la oportunidad de crear su propia energía localmente y compartirla con otras personas a través de redes interconectadas a nivel regional, nacional y continental. Para una generación de jóvenes que está creciendo en un mundo menos jerárquico y más interconectado, la capacidad de compartir y producir su propia energía en una red interconectada de acceso abierto les parecerá un derecho y una responsabilidad fundamentales.

La transición de medio siglo a partir de la Segunda a la Tercera Revolución Industrial va a cambiar drásticamente el proceso de globalización. El impacto más significativo se producirá probablemente en los países en desarrollo. La falta de acceso a la electricidad es un factor clave para perpetuar la pobreza en todo el mundo. A la inversa, el acceso a la energía supone mayores oportunidades económicas. Si millones de personas y comunidades de todo el mundo se convirtiesen en productores de su propia energía, el resultado sería un cambio profundo en la configuración del poder. Los pueblos locales estarían menos sujetos a la voluntad de los lejanos centros energéticos.

Las comunidades podrían producir productos y servicios localmente y venderlos en todo el mundo. Ésta es la esencia de la política del desarrollo sostenible y de la “reglobalización” de abajo hacia arriba. Los países desarrollados, en colaboración con las industrias europeas y las organizaciones de la sociedad civil, pueden contribuir a facilitar la siguiente fase de la globalización sostenible, reorientando la ayuda al desarrollo, potenciando la macrofinanciación y la microfinanciación y el crédito, así como asignando el estatus comercial de nación favorecida para ayudar a los países en desarrollo a emprender una Tercera Revolución Industrial.

El cambio de los combustibles fósiles de elite y las energías a partir del uranio a las energías renovables descentralizadas traslada al mundo más allá de la “geopolítica” que ha caracterizado el siglo XX, para entrar en una “política de la biosfera” del siglo XXI. Muchas de las luchas geopolíticas que tuvieron lugar durante el siglo pasado tenían como objetivo lograr el acceso militar y político a las reservas de carbón, gas natural y uranio.

Se han librado guerras y se han sacrificado innumerables vidas en su búsqueda, al enfrentarse los países entre sí en la búsqueda de la seguridad energética de los combustibles fósiles y del uranio, por lo que el comienzo de la Tercera Revolución Industrial ayudará a disipar las tensiones crecientes relacionadas con el acceso a las reservas cada vez más escasas de combustibles fósiles y de uranio, y facilitará la política de biosfera, que se basa en un sentido colectivo de responsabilidad para salvaguardar los ecosistemas de la Tierra.

El antiguo sueño americano y el nuevo sueño europeo reflejan dos conceptos muy distintos sobre la naturaleza humana. El sueño americano da prioridad a la autonomía individual y a la oportunidad y hace hincapié en el interés material como forma de garantizar tanto la libertad personal como la felicidad. Por otra parte, el sueño europeo no descarta la iniciativa personal y la oportunidad y tiende a dar la misma importancia a mejorar la calidad de vida de la sociedad en general. Este sueño es un reconocimiento de que no estamos luchando solos, en un aislamiento autónomo, sino que, al contrario, crecemos en profunda relación con los demás en un espacio social compartido. La calidad de vida pone el acento en el bien común como una forma importante de garantizar la felicidad de todos los individuos que conforman una comunidad.

Para crear calidad de vida no sólo es necesario un compromiso de capital social, sino también un compromiso de invertir capital público para promover el bien común.

Los europeos llevan mucho tiempo demostrando su deseo de gravar las rentas personales, en algunos casos hasta el 45-50%, para mejorar la calidad de vida de todos los miembros de la comunidad. Por esta razón, en Europa la sanidad es un bien público y, en consecuencia, las tasas de mortalidad infantil son inferiores y la esperanza de vida es mayor que en los Estados Unidos.

Los países europeos también dedican más fondos públicos a ayudar a los pobres y tienen menores tasas de pobreza infantil que los Estados Unidos. Los europeos también gozan de comunidades más seguras, tienen tasas de homicidios muy inferiores y una población carcelaria muy inferior. El sistema de transporte público europeo se encuentra entre los mejores del mundo. Asimismo, los europeos cuentan con la normativa más estricta a escala mundial en materia de protección del medioambiente.

Hasta hace poco, los estadounidenses no habían expresado esta misma voluntad de ser gravados para promover el bien público de la sociedad. Sin embargo, la reciente recesión económica ha minado la confianza pública en la comunidad empresarial y ha establecido un nuevo debate sobre el papel del gobierno en la creación de una sociedad de calidad de vida para todos los estadounidenses. La campaña presidencial de Barack Obama hacía hincapié en la necesidad de una atención sanitaria universal, más fondos públicos para mejorar la educación pública y una protección más rigurosa del medioambiente, entre otros bienes públicos.

La sociedad de la calidad de vida promueve simultáneamente los modelos de mercado y los modelos sociales al hacer hincapié en la oportunidad económica personal sumada a un sentimiento de compromiso colectivo para crear una sociedad sostenible para todos los ciudadanos.

En la Tercera Revolución Industrial, la *“energía descentralizada”* se convierte en el medio tecnológico para difundir a gran escala la iniciativa empresarial, estableciendo a su vez un enfoque de colaboración para garantizar el bienestar de la sociedad. Al hacer que cientos de millones de personas, y eventualmente miles de millones, puedan producir su propia energía, cada uno de nosotros se convierte en un emprendedor en potencia en el marco de un mercado global muy amplio, pero esta vez reconfigurado de abajo hacia arriba en lugar de arriba hacia abajo. Millones de pequeñas y medianas empresas y cooperativas productoras ampliarán sus oportunidades comerciales en una escala lateral sin precedentes.

El hecho de que miles de millones de personas compartan energía requerirá el establecimiento de nuevas disposiciones gubernamentales a nivel local, regional, nacional y transnacional para garantizar el acceso universal a la generación y distribución de la energía, así como a la administración equitativa de los frutos comerciales resultantes de la Tercera Revolución Industrial. Sólo fomentando tanto la iniciativa individual empresarial en el mercado energético descentralizado como la constante colaboración entre barrios, comunidades, municipios, regiones y países en las tareas de obtención, almacenamiento y suministro de energía podremos crear una economía global sostenible en el próximo siglo.

TÍTULO 3.- EVALUACIÓN

Aunque el petróleo, el carbón y el gas natural van a continuar proporcionando una parte sustancial de la energía de todo el mundo y de la Unión Europea hasta bien entrado el siglo XXI, existe un consenso cada vez mayor en cuanto a que estamos entrando en un período crepuscular en el que los costes totales de nuestra adicción a los combustibles fósiles están empezando a actuar como lastre de la economía mundial.

Durante esta era, los 27 Estados miembros de la UE están esforzándose al máximo para garantizar que las existencias restantes de combustibles fósiles se utilicen con mayor eficiencia y experimentando con tecnologías energéticas limpias para limitar las emisiones de dióxido de carbono en la combustión de combustibles convencionales. Estos esfuerzos están en consonancia con el mandato de la UE de que los Estados miembros incrementen la eficiencia energética en un 20 por ciento para 2020 y reduzcan las emisiones que contribuyen al calentamiento global en un 20 por ciento (basado en los niveles de 1990), también para 2020.

Sin embargo, las mayores eficiencias en el uso de combustibles fósiles y en las reducciones obligatorias de las emisiones que contribuyen al calentamiento global, por sí mismas, no son suficientes para abordar de forma adecuada la crisis sin precedentes del calentamiento global y del cénit de la producción mundial de petróleo y gas.

De cara al futuro, todos los gobiernos deberán explorar nuevas vías energéticas y establecer nuevos modelos económicos con el objetivo de lograr unas emisiones lo más cercanas a cero posibles.

Hoy en día, los mismos principios de diseño y tecnologías inteligentes que posibilitaron Internet, y las grandes redes mundiales de comunicación “*distribuida*”, están empezando a utilizarse para reconfigurar las redes energéticas del mundo para que las personas puedan producir energía renovable y compartirla de igual a igual, del mismo modo en que hoy en día producen y comparten información, creando una forma nueva y descentralizada de uso de la energía.

Tenemos que concebir un futuro en el que millones de personas puedan recoger y producir energía renovable generada a escala local en sus hogares, oficinas, fábricas y vehículos, almacenarla en forma de hidrógeno para así compartirla a lo largo de una red inteligente e interconectada que abarque a toda Europa.

El hidrógeno es un medio universal de almacenamiento para las energías renovables intermitentes, de la misma forma que los mecanismos digitales de almacenamiento son



universales para texto, audio, vídeo, datos y otros tipos de medios. La industria europea posee los conocimientos científicos, tecnológicos y financieros especializados para encabezar el cambio hacia las energías renovables, los edificios energéticos positivos, una economía del hidrógeno y una red energética inteligente y, con ello, liderar al mundo hacia una nueva era.

Sectores de primer nivel de la UE como el automotriz, el químico, la ingeniería, la construcción, el software, la informática y la comunicación, así como los sectores bancarios y de seguros, le confieren una ventaja en la carrera hacia la Tercera Revolución Industrial. La UE también puede presumir de uno de los mayores mercados solares del mundo, siendo la mayor productora de energía eólica del mundo.

Aunque la UE es potencialmente el mayor mercado comercial interno del mundo, con 500 millones de consumidores y otros 500 millones en sus regiones asociadas que se extienden por el Mediterráneo y el norte de África, aún no ha creado una infraestructura logística continua, con una red de transportes, una red de comunicaciones y una red energética comunes. Integrar la infraestructura logística de forma que los más de mil millones de personas de la región de la UE puedan participar en el comercio y en los mercados de forma fácil y eficiente, y con poca huella de dióxido de carbono, es el asunto pendiente fundamental de la UE.

CAPÍTULO 6.- RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

SECCIÓN 1.- RESULTADOS

- Identificación de aplicaciones del gas natural en su uso doméstico, comercial, industrial, en el transporte, en la industria química, y en la generación eléctrica, en sustitución o complementación de otras fuentes de energía basadas en energías provenientes de fósiles o de renovables y como hibridación con otras fuentes de energía.
- Identificación de proyectos estratégicos relacionados con el gas natural y otras fuentes y formas de energía:
 - Relacionado con la *“Optimización de Operación de Instalaciones y Estrategias de Mercados del gas natural”*.
 - Relacionado con la *“Reducción de la tasa efectiva de emisiones de CO₂ en plantas de generación eléctrica”*: Menos CO₂.
 - Relacionados con la *Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda* en el usuario final
 - Proyecto 3e-HOUSES (ahorro de energía en el sector residencial)
 - Proyecto CETICA (modelo de edificación eco-eficiente energéticamente con nuevos materiales y sistemas constructivos)
 - Proyecto de Cogeneración en hoteles
 - Proyecto de refrigeración solar en el sector terciario
 - Relacionados con el almacenamiento de energía
 - Proyecto de *“Almacenamiento de H₂ en el Parque Eólico de Sotavento”*
 - Relacionados con la mejora de los diferentes procesos asociados a las redes energéticas y al concepto *“Smart Energy”*:
 - Proyecto Energos ((Smart- Grid).
 - Proyecto Price
 - Relacionados con la *movilidad*.
 - Proyecto Cityelec (Sistemas para Electrificación de la Movilidad en Entorno Urbano)
 - Proyecto GARnet (Gas as an Alternative for Road Transport)
 - Proyecto DOMOCELL: Sistema Domiciliario para la recarga de baterías para vehículos eléctricos. Relacionados con la Infraestructura avanzada de Medida y en Smart Metering.
 - Relacionados con *energías renovables y vectores energéticos*:



- Proyecto TESCONSOL (mejora en el almacenamiento térmico en centrales de generación eléctrica)
 - Proyecto SPHERA (Soluciones para la Producción de Hidrógeno Energético y su Reconversión Asociada)
 - Proyecto PELGRIN (Sistemas para la protección de infraestructuras de transporte de energía eléctrica, torres de alta tensión y subestaciones).
 - Proyecto CASCADA (Desarrollo de equipos clave para permitir la consolidación de las redes eléctricas inteligentes, así como el despliegue masivo del vehículo eléctrico)
 - Proyecto IMPONET (Plataforma de software flexible y escalable que sirva de marco de referencia del desarrollo de futuras infraestructuras de software para redes eléctricas inteligentes)
 - Proyecto HiPerDNO es el acrónimo en inglés de "tecnologías informáticas de alto rendimiento para la explotación de redes de distribución inteligentes".
- Identificación de informes estratégicos relacionados con las fuentes y formas de energía:
- Relacionado con el *Almacenamiento de Energía*: Informe de Sandia Corporation "Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide"
 - Relacionado con los *Biocombustibles*: Informe de European Environment Agency (EEA) "EU bioenergy potential from a resource efficiency perspective"
 - Relacionado con *Centrales Avanzadas*: Interconectividad de redes y gas renovable: Informe ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (Renewable Energy Research Association) (FVEE-AEE Topics 2009) "Storing bioenergy and renewable electricity in the natural gas grid"
 - Relacionado con el CO_2 : Informe IEA CCS RETROFIT "Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet" 2012
 - Relacionado con la *Cogeneración y Pilas de Combustible* Informe US Environmental Protection Agency (EPA) "Combined Heat and Power: A Clean Energy Solution" agosto de 2012
 - Relacionado con la *Energía Marina e Hidráulica*: Informe 4th International Conference on Ocean Energy (ICOE) "WEC Technology Readiness and Performance Matrix – finding the best research technology development trajectory" 17 October, Dublin
 - Relacionado con la *Energía Eólica*: Informe The European Wind Energy Association "Pure Power – Wind Energy Targets for 2020 and 2030" 2011
 - Relacionado con la *Energía Fotovoltaica*: MIT Technology Review 23 April 2013 "Ultra-Efficient Solar Power"



- Relacionado con la *Energía Geotérmica*: Informe Massachusetts Institute of Technology “The Future of Geothermal Energy : Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century”
 - Relacionado con la *Movilidad sostenible*: System design of a Hydrogen fuel cell hybrid locomotive
 - Relacionado con los *Nuevos recursos de gas*: Informe eia U.S Energy Information Administration “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States” abril 2011
 - Relacionado con *Soluciones avanzadas en redes de gas*: Informe EU Commission Task Force for Smart Grids - Expert Group 4 – “Smart Grid aspects related to gas”
 - Relacionado con *Soluciones avanzadas en redes eléctricas*: Informe International Energy Agency (iea) “Technology Roadmap – Smarts Grids” abril 2011.
- Identificación del marco internacional de referencia: *El Protocolo de Kyoto: Medio ambiente y los gases de efecto invernadero*.
 - Identificación de *experiencias internacionales de referencia* relacionadas con el Hidrógeno como vector energético: Islandia, California y Europa
 - Identificación de informes con escenarios de demografía y perspectivas sobre la *demanda energética, reservas probadas, probables y posibles*.
 - Identificación de las bases de datos más relevantes sobre patentes y *protección de la innovación*: ESPACENET, USPTO, IVENES, WIPO PATENT SCOPE, así como herramientas informáticas para su estudio

SECCIÓN 2.- CONCLUSIONES

Una economía basada en el hidrógeno alejaría los riesgos de calentamiento global, producto de los gases de efecto invernadero, y permitiría a los países desarrollados cumplir los compromisos del Protocolo de Kyoto.

La economía basada en el hidrógeno afectaría radicalmente a la industria petrolera mundial y produciría importantes cambios en los conceptos geopolíticos asociados con la ubicación mundial de las reservas de hidrocarburos. Los cambios en la estructura económica por la introducción del hidrógeno como combustible global se vislumbran para los próximos veinte años, con un desarrollo probable hacia los años 2020 al 2025.

El gas es un actor clave en la transición hacia una economía baja en carbono y un sistema energético más sostenible. En este contexto, la sustitución del carbón y del petróleo por el gas es necesaria si queremos reducir las emisiones de gas de efecto invernadero de aquí a 2030.

Se constata una adecuación de la vivienda, electrodomésticos y edificios a las nuevas formas de transformación y generación.

Las Smart Grids o redes eléctricas inteligentes son la respuesta para el sector eléctrico, buscando integrar a todos los agentes de la red (generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas funciones) con el objetivo de lograr un suministro adecuado a las tres premisas: **sostenible, eficiente y seguro**.

Se observa el desarrollo de la Autogeneración (generación distribuida) a través de la Microgeneración y energías renovables, mediante el uso de las Smart Grids o Redes de distribución de energía eléctrica "*inteligente*".

Con los niveles de consumo actual en los países desarrollados, hoy por hoy, es imposible sustentar el balance energético mundial únicamente a partir de energías renovables. Además, se prevé un incremento de la población mundial, así como su acceso al consumo de energía.

Se constata la hibridación de energías fósiles con renovables para la reducción de gasto energético, tanto a nivel industrial como de consumo.



Se observa una orientación hacia la transformación del hidrógeno como medio de transporte, tanto como combustible, como generador de electricidad.

Se observa una Orientación hacia el hidrógeno como medio de generación y almacenamiento de energía.

Las políticas energéticas que se diseñen en el futuro próximo se dirigirán a la conformación de nuevas estructuras en los balances energéticos nacionales, con la inclusión de energía solar y eólica, incremento del uso del gas natural y la utilización de etanol y metanol para la producción de hidrógeno.

La rapidez del desarrollo depende de las decisiones políticas, en especial del liderazgo de los países desarrollados, en cuanto al grado de urgencia que se le asigne al proceso de transformación.

Con todo esto, se puede concluir que *el hidrógeno deberá figurar en el catálogo de vectores energéticos del futuro próximo.*

FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Se propone como futura línea de investigación, el análisis a nivel global de la protección de la innovación mediante el análisis exhaustivo de Patentes relacionadas con las palabras clave: *H₂*, *Smart Grid*, y *natural gas*, en su caso también podría ser *Smart Energy*.

Así mismo, se propone la investigación en el desarrollo de las pilas de combustible, en concreto en la que utiliza el gas natural como combustible: Oxid Solid Fuel Cell (OSFC).

ANEXO 1.- FICHAS

1. FICHAS APLICACIONES

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Cocción	Tipología 2 Encimera de fogones	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Cocción	Tipología 2 Encimeras vitrocerámicas a gas	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Cocción	Tipología 2 Encimeras mixtas	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Cocción	Tipología 2 Hornos a gas	Tipología 3 Empotrables
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Cocción	Tipología 2 Hornos a gas	Tipología 3 Modulares
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Calentadores ACS	Tipología 2 Calentadores de paso	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 ACS y Calefacción	Tipología 2 Calderas de calefacción	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 ACS y Calefacción	Tipología 2 Calderas Mixtas de calefacción y producción instantánea de ACS	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 ACS y Calefacción	Tipología 2 Calderas Mixtas de calefacción y producción instantánea de ACS	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 ACS y Calefacción	Tipología 2 Calderas Mixtas de calefacción y producción de ACS por acumulación.	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 ACS y Calefacción	Tipología 2 Caldera Abierta de tiro natural o atmosférica.	Tipología 3 Con llama piloto
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 ACS y Calefacción	Tipología 2 Caldera Abierta de tiro natural o atmosférica.	Tipología 3 Sin llama piloto
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 ACS y Calefacción	Tipología 2 Caldera Abierta de tiro forzado.	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 ACS y Calefacción	Tipología 2 Caldera Estanca.	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 ACS y Calefacción	Tipología 2 Caldera de condensación.	Tipología 3 Con el sistema de enfriamiento de los productos de combustión (el condensador) integrado en la caldera.
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 ACS y Calefacción	Tipología 2 Caldera de condensación.	Tipología 3 Con el sistema de enfriamiento de los productos de combustión (el condensador) separado de la caldera.
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Calefacción	Tipología 2 Radiadores de agua caliente	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Calefacción	Tipología 2 Estufas de gas	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Calefacción	Tipología 2 Chimeneas a gas	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Calefacción	Tipología 2 Suelo radiante	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Calefacción	Tipología 2 Convección	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Calefacción	Tipología 2 Radiación	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Solar Térmica	Tipología 2 Producción ACS	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Exteriores	Tipología 2 Barbacoas	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Exteriores	Tipología 2 Calienta patios	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Exteriores	Tipología 2 Aros paellers	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Línea blanca	Tipología 2 Lavadoras	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Línea blanca	Tipología 2 Secadoras	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Doméstico	Aplicación Gasodomésticos
Tipología 1 Línea blanca	Tipología 2 Frigoríficos	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Comercial	Aplicación Climatización
Tipología 1 	Tipología 2 	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Hibridación de la geotermia con gas natural	Aplicación Climatización con bomba de calor geotérmica
Tipología 1 Muy baja temperatura	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Hibridación de la geotermia con gas natural	Aplicación Uso térmico directo en procesos industriales y climatización
Tipología 1 Baja temperatura	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Hibridación de la geotermia con gas natural	Aplicación balnearios y algún invernadero
Tipología 1 Baja temperatura	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		



Fuente de energía Gas Natural	Uso Hibridación de la geotermia con gas natural	Aplicación Generación eléctrica en ciclos binarios y uso térmico directo en procesos industriales y climatización
Tipología 1 Media temperatura	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Hibridación de la geotermia con gas natural	Aplicación Generación eléctrica
Tipología 1 Alta temperatura	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Hibridación de la geotermia con gas natural	Aplicación Climatizar edificios con una superficie de terreno amplia
Tipología 1 Horizontal	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Hibridación de la geotermia con gas natural	Aplicación Climatizar edificios con una superficie de terreno pequeña
Tipología 1 Vertical	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Hibridación de la geotermia con gas natural	Aplicación En zonas donde existen aguas subterráneas
Tipología 1 Bucle abierto	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Centros Asistenciales de Salud	Aplicación Centros Asistenciales
Tipología 1 Equipamiento térmico	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Centros Asistenciales de Salud	Aplicación Centros Asistenciales
Tipología 1 Equipamiento eléctrico	Tipología 2 Termoeléctrico	Tipología 3 Termo a gas
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso District Heating and Cooling (H&C)	Aplicación Climatización
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Cerámica
Tipología 1 Azulejos, porcelana, gres o refractarios	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Metalurgia
Tipología 1 Calentamiento de metales, tanto en la fusión como en el recalentamiento y tratamientos térmicos.	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Vidrio
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Textil
Tipología 1 Aplicaciones de acción directa de la llama (chamuscado de hilos, chamuscado de tejidos)	Tipología 2 Aplicaciones de calentamiento por contacto (abrasado, calandrado)	Tipología 3 Aplicaciones de calentamiento por radiación (pre secado, polimerización);
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Textil
Tipología 1 Aplicaciones de calentamiento directo por convección en secadores y rames	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Química
Tipología 1 Productos comerciales	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Otros
Tipología 1 Industria del papel	Tipología 2 Industria alimentaria	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Generadores de vapor	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Gas natural en la siderurgia y metalurgia de productos férricos	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Gas natural en la siderurgia y metalurgia de productos no férricos	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Gas natural en la fabricación de cales y cementos	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Gas natural en la industria del vidrio	Tipología 2 Hornos Balsa	Tipología 3 Hornos Crisoles
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		Tipología 4 Operaciones anexas a la fusión

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Gas natural en la industria cerámica	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Gas natural en la industria química	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Gas natural en la industria agrícolas y de la alimentación	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Gas natural en la industria textil	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Gas natural en la industria de la madera, papel y cartón	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Petroquímica
Tipología 1 Gas natural en aplicaciones diversas	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores de mezcla previa	Tipología 2 Por inducción atmosférica	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores de mezcla previa	Tipología 2 Por aire inductor	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores de mezcla previa	Tipología 2 Máquinas mezcladoras	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores de mezcla previa	Tipología 2 De llamas libres alimentados en premezcla	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores de mezcla previa	Tipología 2 Con combustión en contacto con un refractario	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores sin mezcla previa	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores monoblock	Tipología 2 Monobloc de aire insuflado	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores monoblock	Tipología 2 Intensivos	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores monoblock	Tipología 2 Emisores de radiación infrarroja	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores monoblock	Tipología 2 De tubos radiantes a alta temperatura	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores monoblock	Tipología 2 De tubos sumergidos y de combustión sumergida	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores monoblock	Tipología 2 Mixtos o multicomcombustible	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Quemadores
Tipología 1 Quemadores monoblock	Tipología 2 Sopletes	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Calderas
Tipología 1 Caldera de Vapor	Tipología 2 Caldera de agua caliente	Tipología 3 Agua sobrecalentada
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		Tipología 4 Caldera de aceite térmico

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Calderas
Tipología 1 Acuotubular	Tipología 2 Piro tubular	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Continuos/Discontinuos	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Rotativos	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Túnel de vagones	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Hornos de Carro	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Hornos de fusión de vidrio	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		



Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Hornos de reverbero	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Hornos de rodillos	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Hornos de cinta transportadora	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		



Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Hornos de campana	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Hornos de pan	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Hornos
Tipología 1 Hornos de arco	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Secaderos
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		



Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Descentralizadas
Tipología 1 	Tipología 2 	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Plantas con motores alternativos (Diesel o Ciclo Otto)	Tipología 2 	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Plantas con turbinas de vapor (Ciclo Rankin)	Tipología 2 	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Plantas con turbinas de gas (Ciclo Bryton)	Tipología 2 Simple	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Plantas con turbinas de gas (Ciclo Bryton)	Tipología 2 Combinado	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Plantas con turbinas de gas (Ciclo Bryton)	Tipología 2 Combinado a condensación	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Trigeneración	Tipología 2 Aplicaciones de secado	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Trigeneración	Tipología 2 Aplicaciones en la industria textil	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Trigeneración	Tipología 2 Calefacción y refrigeración	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Trigeneración	Tipología 2 Industria medioambiental	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Microgeneración	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Sistemas de Cogeneración
Tipología 1 Pila de combustible	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		



Fuente de energía Energía solar térmica y GNL	Uso Industrial	Aplicación
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Climatización, máquinas de absorción y compresores a gas
Tipología 1 Ciclo de llama directa de gas con solución H ₂ O y NH ₃	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Climatización, máquinas de absorción y compresores a gas
Tipología 1 Ciclo en bomba de calor reversible a llama directa a gas con solución H ₂ O y NH ₃	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Climatización, máquinas de absorción y compresores a gas
Tipología 1 Ciclo a doble efecto a llama directa a gas con solución H ₂ O y LIBR	Tipología 2 Ciclo de refrigeración	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Climatización, máquinas de absorción y compresores a gas
Tipología 1 Ciclo a doble efecto a llama directa a gas con solución H ₂ O y LIBR	Tipología 2 Ciclo de calefacción	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Climatización, máquinas de absorción y compresores a gas
Tipología 1 Ciclo de simple efecto por agua caliente con solución H ₂ O y LIBR	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Climatización, máquinas de absorción y compresores a gas
Tipología 1 Ciclo de compresión	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía GNL	Uso Industrial	Aplicación Plantas satélites de GNL
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Propulsión con turbina a gas
Tipología 1 Propulsión marina	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Propulsión con turbina a gas
Tipología 1 Propulsión tanques de guerra	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Propulsión con turbina a gas
Tipología 1 Propulsión locomotoras	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industrial	Aplicación Propulsión con turbina a gas
Tipología 1 Propulsión helicópteros	Tipología 2 Propulsión autobuses	Tipología 3 Propulsión vehículos
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Transporte (GNV o GNAUTO)	Aplicación Transporte terrestre
Tipología 1 Gas Natural vehicular: Gasocentros	Tipología 2 Planta móvil de regasificación	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Transporte (GNV o GNAUTO)	Aplicación Transporte terrestre
Tipología 1 Gas Natural vehicular: Gas Natural comprimido (GNC)	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Transporte (GNV o GNAUTO)	Aplicación Transporte terrestre
Tipología 1 Gas Natural vehicular: GNL AUTO	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Transporte (GNV o GNAUTO)	Aplicación Transporte Marítimo
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Transporte (GNV o GNAUTO)	Aplicación Transporte Aéreo
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Biogás	Aplicación Cocinas y calentadores
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso Industria Química- Tecnología GTL	Aplicación
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso La pila de combustible (Fuel Cell) y el H ₂	Aplicación Agua caliente sanitaria y energía térmica para calefacción
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso La pila de combustible (Fuel Cell) y el H ₂	Aplicación Celda de combustible
Tipología 1 Sistema de apoyo a la red eléctrica	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso La pila de combustible (Fuel Cell) y el H ₂	Aplicación Celda de combustible
Tipología 1 Vehículos de hidrógeno, barcos, aviones y estaciones de servicio	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso La pila de combustible (Fuel Cell) y el H ₂	Aplicación Automóviles
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

Fuente de energía Gas Natural	Uso La pila de combustible SOFC de 1 KW	Aplicación Automóviles
Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Combustible al que sustituiría Gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel.		

2. FICHAS PROYECTOS

<table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea de actuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Seguridad patrimonial</td> </tr> </tbody> </table>	Línea de actuación	Seguridad patrimonial	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nombre del Proyecto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Proyecto HESPERIA</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del Proyecto	Proyecto HESPERIA	
Línea de actuación						
Seguridad patrimonial						
Nombre del Proyecto						
Proyecto HESPERIA						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Es un proyecto CENIT de investigación industrial, en el marco del programa Ingenio, para investigar en tecnologías aplicables a sistemas de seguridad para la protección de infraestructuras críticas y espacios públicos.</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	Es un proyecto CENIT de investigación industrial, en el marco del programa Ingenio, para investigar en tecnologías aplicables a sistemas de seguridad para la protección de infraestructuras críticas y espacios públicos.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Presupuesto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>430 millones de euros</td> </tr> </tbody> </table>	Presupuesto	430 millones de euros	
Descripción						
Es un proyecto CENIT de investigación industrial, en el marco del programa Ingenio, para investigar en tecnologías aplicables a sistemas de seguridad para la protección de infraestructuras críticas y espacios públicos.						
Presupuesto						
430 millones de euros						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Objetivos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Facilitar la gestión de gran cantidad de información audiovisual con el fin de mejorar la seguridad. • Desarrollar sistemas complejos y distribuidos que analicen la información audiovisual, aprendan el contexto y permitan focalizar la atención humana en aquellos eventos de mayor interés potencial. • Detectar automáticamente eventos audiovisuales diferentes de lo normal, y en tiempo real para permitir actuaciones. </td> </tr> </tbody> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Facilitar la gestión de gran cantidad de información audiovisual con el fin de mejorar la seguridad. • Desarrollar sistemas complejos y distribuidos que analicen la información audiovisual, aprendan el contexto y permitan focalizar la atención humana en aquellos eventos de mayor interés potencial. • Detectar automáticamente eventos audiovisuales diferentes de lo normal, y en tiempo real para permitir actuaciones. 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Desde: 2006</td> </tr> <tr> <td>Hasta: 2010</td> </tr> </tbody> </table>	Duración	Desde: 2006	Hasta: 2010
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Facilitar la gestión de gran cantidad de información audiovisual con el fin de mejorar la seguridad. • Desarrollar sistemas complejos y distribuidos que analicen la información audiovisual, aprendan el contexto y permitan focalizar la atención humana en aquellos eventos de mayor interés potencial. • Detectar automáticamente eventos audiovisuales diferentes de lo normal, y en tiempo real para permitir actuaciones. 						
Duración						
Desde: 2006						
Hasta: 2010						

<table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea de actuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <ul style="list-style-type: none"> - Movilidad sostenible - Redes Inteligentes (Smart Energy) - Almacenamiento de energía - Infraestructura avanzada de medida y soluciones en Smart Metering - Nuevas iniciativas en energías renovables y vectores energéticos </td> </tr> </tbody> </table>	Línea de actuación	<ul style="list-style-type: none"> - Movilidad sostenible - Redes Inteligentes (Smart Energy) - Almacenamiento de energía - Infraestructura avanzada de medida y soluciones en Smart Metering - Nuevas iniciativas en energías renovables y vectores energéticos 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nombre del Proyecto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;"> <p>PROYECTO CITYELEC</p> </td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del Proyecto	<p>PROYECTO CITYELEC</p>	
Línea de actuación						
<ul style="list-style-type: none"> - Movilidad sostenible - Redes Inteligentes (Smart Energy) - Almacenamiento de energía - Infraestructura avanzada de medida y soluciones en Smart Metering - Nuevas iniciativas en energías renovables y vectores energéticos 						
Nombre del Proyecto						
<p>PROYECTO CITYELEC</p>						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <p>El objeto del proyecto es la búsqueda de una solución global e integradora de transporte urbano basado en vehículos ligeros (coches, motos y minibuses) puramente eléctricos que aseguren un modelo de movilidad de personas y mercancías eficiente y limpio.</p> </td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	<p>El objeto del proyecto es la búsqueda de una solución global e integradora de transporte urbano basado en vehículos ligeros (coches, motos y minibuses) puramente eléctricos que aseguren un modelo de movilidad de personas y mercancías eficiente y limpio.</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Presupuesto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="height: 50px;"></td> </tr> </tbody> </table>	Presupuesto		
Descripción						
<p>El objeto del proyecto es la búsqueda de una solución global e integradora de transporte urbano basado en vehículos ligeros (coches, motos y minibuses) puramente eléctricos que aseguren un modelo de movilidad de personas y mercancías eficiente y limpio.</p>						
Presupuesto						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Objetivos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Diseñar soluciones de movilidad de personas y mercancías en entorno urbano basadas en vehículos eléctricos. • Investigar en componentes del sistema de propulsión y la infraestructura que son necesarios para la implementación de vehículos eléctricos. • Demostrar la viabilidad del sistema mediante el ensayo de la infraestructura con vehículos electrificados. • Generar conocimiento y potenciar el tejido industrial de empresas de base tecnológica. </td> </tr> </tbody> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Diseñar soluciones de movilidad de personas y mercancías en entorno urbano basadas en vehículos eléctricos. • Investigar en componentes del sistema de propulsión y la infraestructura que son necesarios para la implementación de vehículos eléctricos. • Demostrar la viabilidad del sistema mediante el ensayo de la infraestructura con vehículos electrificados. • Generar conocimiento y potenciar el tejido industrial de empresas de base tecnológica. 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Desde: 2009</td> </tr> <tr> <td>Hasta: 2012</td> </tr> </tbody> </table>	Duración	Desde: 2009	Hasta: 2012
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Diseñar soluciones de movilidad de personas y mercancías en entorno urbano basadas en vehículos eléctricos. • Investigar en componentes del sistema de propulsión y la infraestructura que son necesarios para la implementación de vehículos eléctricos. • Demostrar la viabilidad del sistema mediante el ensayo de la infraestructura con vehículos electrificados. • Generar conocimiento y potenciar el tejido industrial de empresas de base tecnológica. 						
Duración						
Desde: 2009						
Hasta: 2012						

<table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea de actuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Movilidad sostenible</td> </tr> </tbody> </table>	Línea de actuación	Movilidad sostenible	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nombre del Proyecto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PROYECTO garNET</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del Proyecto	PROYECTO garNET	
Línea de actuación						
Movilidad sostenible						
Nombre del Proyecto						
PROYECTO garNET						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Se trata de un proyecto europeo que tiene como objeto analizar, tanto desde el punto de vista tecnológico como económico, cuáles son las mejores alternativas para permitir el desarrollo y despliegue a gran escala de una red de suministro de GNL como alternativa de combustible ecológica y rentable para vehículos pesados de transporte de mercancías.</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	Se trata de un proyecto europeo que tiene como objeto analizar, tanto desde el punto de vista tecnológico como económico, cuáles son las mejores alternativas para permitir el desarrollo y despliegue a gran escala de una red de suministro de GNL como alternativa de combustible ecológica y rentable para vehículos pesados de transporte de mercancías.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Presupuesto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Presupuesto		
Descripción						
Se trata de un proyecto europeo que tiene como objeto analizar, tanto desde el punto de vista tecnológico como económico, cuáles son las mejores alternativas para permitir el desarrollo y despliegue a gran escala de una red de suministro de GNL como alternativa de combustible ecológica y rentable para vehículos pesados de transporte de mercancías.						
Presupuesto						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Objetivos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Construcción de cuatro estaciones fijas de suministro de GNL en algunos de los principales corredores europeos de tráfico de mercancías y desarrollo de tres estaciones móviles. • Investigar la logística de suministro de GNL a las estaciones de repostaje. • Definir modelos de negocio basados en la experiencia de este proyecto para suministrar GNL en toda Europa a precios económicos. • Identificar las necesidades y diferencias con las normas regulatorias de los distintos Estados miembros y proponer medidas que logren la armonía. • Reducir el impacto medioambiental del transporte de mercancías por carretera en las rutas transeuropeas. </td> </tr> </tbody> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción de cuatro estaciones fijas de suministro de GNL en algunos de los principales corredores europeos de tráfico de mercancías y desarrollo de tres estaciones móviles. • Investigar la logística de suministro de GNL a las estaciones de repostaje. • Definir modelos de negocio basados en la experiencia de este proyecto para suministrar GNL en toda Europa a precios económicos. • Identificar las necesidades y diferencias con las normas regulatorias de los distintos Estados miembros y proponer medidas que logren la armonía. • Reducir el impacto medioambiental del transporte de mercancías por carretera en las rutas transeuropeas. 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Desde: 2012</td> </tr> <tr> <td>Hasta: 2014</td> </tr> </tbody> </table>	Duración	Desde: 2012	Hasta: 2014
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Construcción de cuatro estaciones fijas de suministro de GNL en algunos de los principales corredores europeos de tráfico de mercancías y desarrollo de tres estaciones móviles. • Investigar la logística de suministro de GNL a las estaciones de repostaje. • Definir modelos de negocio basados en la experiencia de este proyecto para suministrar GNL en toda Europa a precios económicos. • Identificar las necesidades y diferencias con las normas regulatorias de los distintos Estados miembros y proponer medidas que logren la armonía. • Reducir el impacto medioambiental del transporte de mercancías por carretera en las rutas transeuropeas. 						
Duración						
Desde: 2012						
Hasta: 2014						

Línea de actuación	Nombre del Proyecto
Movilidad sostenible	PROYECTO DOMOCELL
Descripción	Presupuesto
Es un proyecto de I+D+i cuyo objeto es el desarrollo de una plataforma integral para la recarga de vehículos eléctricos en garajes comunitarios.	
Objetivos	Duración
<ul style="list-style-type: none"> • Diseñar una arquitectura de carga y comunicaciones, válida para entornos domiciliarios. • Estudiar el impacto de los vehículos eléctricos en la red eléctrica. • Estudiar modelos de negocio factible y rentable para la carga de vehículos. • Permitir a los operadores de energía analizar y anticiparse a los incrementos de demanda que la aparición del vehículo eléctrico puede provocar. • Coordinar y combinar los conocimientos de empresas del sector TI y de la Energía, para obtener una solución óptima. 	<p>Desde: 2009</p> <p>Hasta: 2012</p>

<table border="1"> <tr> <th data-bbox="213 232 764 277">Línea de actuación</th> </tr> <tr> <td data-bbox="213 277 764 376">Optimización de operación de instalaciones y estrategias de mercados</td> </tr> </table>	Línea de actuación	Optimización de operación de instalaciones y estrategias de mercados	<table border="1"> <tr> <th data-bbox="788 232 1401 277">Nombre del Proyecto</th> </tr> <tr> <td data-bbox="788 277 1401 376">Soluciones eficientes para gasificación de nuevas poblaciones.</td> </tr> </table>	Nombre del Proyecto	Soluciones eficientes para gasificación de nuevas poblaciones.	
Línea de actuación						
Optimización de operación de instalaciones y estrategias de mercados						
Nombre del Proyecto						
Soluciones eficientes para gasificación de nuevas poblaciones.						
<table border="1"> <tr> <th data-bbox="213 421 1074 465">Descripción</th> </tr> <tr> <td data-bbox="213 465 1074 645">Surge de la necesidad de poder acometer proyectos de gasificación en un escenario más exigente en cuanto a la rentabilidad, tanto de los proyectos de distribución capilar, como de las inversiones asociadas a la construcción de gasoductos.</td> </tr> </table>	Descripción	Surge de la necesidad de poder acometer proyectos de gasificación en un escenario más exigente en cuanto a la rentabilidad, tanto de los proyectos de distribución capilar, como de las inversiones asociadas a la construcción de gasoductos.	<table border="1"> <tr> <th data-bbox="1134 421 1401 465">Presupuesto</th> </tr> <tr> <td data-bbox="1134 465 1401 645"></td> </tr> </table>	Presupuesto		
Descripción						
Surge de la necesidad de poder acometer proyectos de gasificación en un escenario más exigente en cuanto a la rentabilidad, tanto de los proyectos de distribución capilar, como de las inversiones asociadas a la construcción de gasoductos.						
Presupuesto						
<table border="1"> <tr> <th data-bbox="213 689 1074 734">Objetivos</th> </tr> <tr> <td data-bbox="213 734 1074 1279"> <ul style="list-style-type: none"> • Diseño de una planta de GNL modular compuesta por depósitos de gas licuado de distintos tamaños, un sistema de regasificación y un sistema de control que se adapte a las necesidades de gasificación de las nuevas poblaciones. • Diseño de una metodología de construcción de las redes y acometidas en MPA 400mbar que combinando técnicas de construcción mecanizadas y una organización del proceso muy optimizada que permita la gasificación del municipio a un coste muy inferior a los costes actuales. • Obtención de curvas de penetración sobre el potencial, mayores a las obtenidas hasta ahora en los proyectos de gasificación de nuevas poblaciones. </td> </tr> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño de una planta de GNL modular compuesta por depósitos de gas licuado de distintos tamaños, un sistema de regasificación y un sistema de control que se adapte a las necesidades de gasificación de las nuevas poblaciones. • Diseño de una metodología de construcción de las redes y acometidas en MPA 400mbar que combinando técnicas de construcción mecanizadas y una organización del proceso muy optimizada que permita la gasificación del municipio a un coste muy inferior a los costes actuales. • Obtención de curvas de penetración sobre el potencial, mayores a las obtenidas hasta ahora en los proyectos de gasificación de nuevas poblaciones. 	<table border="1"> <tr> <th data-bbox="1134 689 1401 734">Duración</th> </tr> <tr> <td data-bbox="1134 734 1401 813">Desde: 2010</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1134 813 1401 1279">Hasta: 2012</td> </tr> </table>	Duración	Desde: 2010	Hasta: 2012
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Diseño de una planta de GNL modular compuesta por depósitos de gas licuado de distintos tamaños, un sistema de regasificación y un sistema de control que se adapte a las necesidades de gasificación de las nuevas poblaciones. • Diseño de una metodología de construcción de las redes y acometidas en MPA 400mbar que combinando técnicas de construcción mecanizadas y una organización del proceso muy optimizada que permita la gasificación del municipio a un coste muy inferior a los costes actuales. • Obtención de curvas de penetración sobre el potencial, mayores a las obtenidas hasta ahora en los proyectos de gasificación de nuevas poblaciones. 						
Duración						
Desde: 2010						
Hasta: 2012						

<table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea de actuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Optimización de operación de instalaciones y estrategias de mercados</td> </tr> </tbody> </table>	Línea de actuación	Optimización de operación de instalaciones y estrategias de mercados	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nombre del Proyecto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Velocidad variable en CH Buenamesón.</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del Proyecto	Velocidad variable en CH Buenamesón.	
Línea de actuación						
Optimización de operación de instalaciones y estrategias de mercados						
Nombre del Proyecto						
Velocidad variable en CH Buenamesón.						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gas Natural Fenosa, a través de sus Direcciones de Generación Hidráulica y Tecnología & Ingeniería, ha estado siguiendo activamente el desarrollo de la tecnología de velocidad variable durante los últimos años con el objetivo de valorar la posible aplicación a sus centrales hidráulicas. En esta línea, se pone en marcha el proyecto piloto de demostración en la Central Hidráulica de Buenamesón.</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	Gas Natural Fenosa, a través de sus Direcciones de Generación Hidráulica y Tecnología & Ingeniería, ha estado siguiendo activamente el desarrollo de la tecnología de velocidad variable durante los últimos años con el objetivo de valorar la posible aplicación a sus centrales hidráulicas. En esta línea, se pone en marcha el proyecto piloto de demostración en la Central Hidráulica de Buenamesón.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Presupuesto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Presupuesto		
Descripción						
Gas Natural Fenosa, a través de sus Direcciones de Generación Hidráulica y Tecnología & Ingeniería, ha estado siguiendo activamente el desarrollo de la tecnología de velocidad variable durante los últimos años con el objetivo de valorar la posible aplicación a sus centrales hidráulicas. En esta línea, se pone en marcha el proyecto piloto de demostración en la Central Hidráulica de Buenamesón.						
Presupuesto						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Objetivos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Adecuar el régimen de giro de la máquina al caudal demandado en cada momento por la Confederación, operando dentro del rango de rendimientos aceptables. • incrementar rendimientos en la generación de energía. • Garantizar en todo momento el caudal determinado por las exigencias medioambientales. </td> </tr> </tbody> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Adecuar el régimen de giro de la máquina al caudal demandado en cada momento por la Confederación, operando dentro del rango de rendimientos aceptables. • incrementar rendimientos en la generación de energía. • Garantizar en todo momento el caudal determinado por las exigencias medioambientales. 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Desde:</td> </tr> <tr> <td>Hasta: 2012</td> </tr> </tbody> </table>	Duración	Desde:	Hasta: 2012
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Adecuar el régimen de giro de la máquina al caudal demandado en cada momento por la Confederación, operando dentro del rango de rendimientos aceptables. • incrementar rendimientos en la generación de energía. • Garantizar en todo momento el caudal determinado por las exigencias medioambientales. 						
Duración						
Desde:						
Hasta: 2012						

Línea de actuación	Nombre del Proyecto
Redes Inteligentes (Smart Energy)	ENERGOS
Descripción	Presupuesto
Es un proyecto de investigación para el desarrollo de conocimientos y tecnologías que permitan avanzar en la implantación de redes inteligentes de distribución de energía eléctrica (Smart- Grid).	
Objetivos	Duración
<ul style="list-style-type: none"> • Optimizar la operación de la red y la gestión de la demanda a través del desarrollo de nuevas herramientas que permitan predecir y simular el comportamiento de la red frente a diferentes escenarios de demanda y generación. • Facilitar la integración en la red de nuevos recursos energéticos como son las infraestructuras necesarias para incorporación del vehículo eléctrico, las energías renovables y la microgeneración o cogeneración doméstica. • Aumentar la fiabilidad de la red desarrollando dispositivos inteligentes de captación de señales, registro energético y automatización de equipos de red. 	<p>Desde: 2009</p> <p>Hasta: 2012</p>

<table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea de actuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tratamiento del CO₂</td> </tr> </tbody> </table>	Línea de actuación	Tratamiento del CO ₂	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nombre del Proyecto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MENOS CO₂</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del Proyecto	MENOS CO ₂	
Línea de actuación						
Tratamiento del CO ₂						
Nombre del Proyecto						
MENOS CO ₂						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>El proyecto consiste en la demostración de la viabilidad técnica y económica de la captura de CO₂ mediante la tecnología de carbonatación y calcinación en una planta experimental. Este proyecto supone la continuación de los estudios y trabajos iniciados en el proyecto CENITCO₂ (Consortios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica) que se desarrollo durante los años 2006-2009 y en cual Gas Natural Fenosa participó de manera relevante.</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	El proyecto consiste en la demostración de la viabilidad técnica y económica de la captura de CO ₂ mediante la tecnología de carbonatación y calcinación en una planta experimental. Este proyecto supone la continuación de los estudios y trabajos iniciados en el proyecto CENITCO ₂ (Consortios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica) que se desarrollo durante los años 2006-2009 y en cual Gas Natural Fenosa participó de manera relevante.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Presupuesto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Presupuesto		
Descripción						
El proyecto consiste en la demostración de la viabilidad técnica y económica de la captura de CO ₂ mediante la tecnología de carbonatación y calcinación en una planta experimental. Este proyecto supone la continuación de los estudios y trabajos iniciados en el proyecto CENITCO ₂ (Consortios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica) que se desarrollo durante los años 2006-2009 y en cual Gas Natural Fenosa participó de manera relevante.						
Presupuesto						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Objetivos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Optimizar la planta piloto de 300 KW construida bajo el proyecto CENIT CO₂. • Desarrollar un programa de experimentación para estudiar los parámetros óptimos de funcionamiento, los combustibles potenciales y los sorbentes potenciales. • Desarrollar modelos de reactores que ayuden a interpretar los datos experimentales y a implementar modificaciones. • Estudiar la viabilidad técnico-económica de una planta del orden de 5 MWt. </td> </tr> </tbody> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Optimizar la planta piloto de 300 KW construida bajo el proyecto CENIT CO₂. • Desarrollar un programa de experimentación para estudiar los parámetros óptimos de funcionamiento, los combustibles potenciales y los sorbentes potenciales. • Desarrollar modelos de reactores que ayuden a interpretar los datos experimentales y a implementar modificaciones. • Estudiar la viabilidad técnico-económica de una planta del orden de 5 MWt. 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Desde: 2009</td> </tr> <tr> <td>Hasta: 2012</td> </tr> </tbody> </table>	Duración	Desde: 2009	Hasta: 2012
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Optimizar la planta piloto de 300 KW construida bajo el proyecto CENIT CO₂. • Desarrollar un programa de experimentación para estudiar los parámetros óptimos de funcionamiento, los combustibles potenciales y los sorbentes potenciales. • Desarrollar modelos de reactores que ayuden a interpretar los datos experimentales y a implementar modificaciones. • Estudiar la viabilidad técnico-económica de una planta del orden de 5 MWt. 						
Duración						
Desde: 2009						
Hasta: 2012						

<table border="1"> <tr> <th data-bbox="213 291 764 331">Línea de actuación</th> </tr> <tr> <td data-bbox="213 331 764 421">Redes Inteligentes (Smart Energy)</td> </tr> </table>	Línea de actuación	Redes Inteligentes (Smart Energy)	<table border="1"> <tr> <th data-bbox="790 291 1401 331">Nombre del Proyecto</th> </tr> <tr> <td data-bbox="790 331 1401 421">PROYECTO PRICE</td> </tr> </table>	Nombre del Proyecto	PROYECTO PRICE	
Línea de actuación						
Redes Inteligentes (Smart Energy)						
Nombre del Proyecto						
PROYECTO PRICE						
<table border="1"> <tr> <th data-bbox="213 463 1074 504">Descripción</th> </tr> <tr> <td data-bbox="213 504 1074 786"> <p>Representa el gran proyecto conjunto de demostración de redes inteligentes en el Corredor del Henares liderado por Gas Natural Fenosa e Iberdrola, donde ambas empresas cuentan con redes de distribución eléctrica que dan servicio a más de 500.000 personas.</p> <p>Se trata del mayor proyecto conjunto de I+D+I y demostración de redes inteligentes de España y uno de los más grandes de Europa.</p> </td> </tr> </table>	Descripción	<p>Representa el gran proyecto conjunto de demostración de redes inteligentes en el Corredor del Henares liderado por Gas Natural Fenosa e Iberdrola, donde ambas empresas cuentan con redes de distribución eléctrica que dan servicio a más de 500.000 personas.</p> <p>Se trata del mayor proyecto conjunto de I+D+I y demostración de redes inteligentes de España y uno de los más grandes de Europa.</p>	<table border="1"> <tr> <th data-bbox="1134 463 1401 504">Presupuesto</th> </tr> <tr> <td data-bbox="1134 504 1401 786">34 millones de euros.</td> </tr> </table>	Presupuesto	34 millones de euros.	
Descripción						
<p>Representa el gran proyecto conjunto de demostración de redes inteligentes en el Corredor del Henares liderado por Gas Natural Fenosa e Iberdrola, donde ambas empresas cuentan con redes de distribución eléctrica que dan servicio a más de 500.000 personas.</p> <p>Se trata del mayor proyecto conjunto de I+D+I y demostración de redes inteligentes de España y uno de los más grandes de Europa.</p>						
Presupuesto						
34 millones de euros.						
<table border="1"> <tr> <th data-bbox="213 828 1074 869">Objetivos</th> </tr> <tr> <td data-bbox="213 869 1074 1579"> <ul style="list-style-type: none"> • Compartir el conocimiento, experiencia y soluciones tecnológicas de las dos distribuidoras presentes en el Corredor del Henares, en diferentes campos, diseño, operación, mantenimiento telecomunicaciones, etc. • Despliegue de un gran piloto con pocos precedentes por número de contadores y centros afectados en una zona limítrofe entre dos operadores con objeto de poder identificar riesgos y problemas en grandes despliegues con experiencias reales. • Impulsar una solución tecnológica común e interoperable para promover el uso de estándares abiertos, interoperables y no propietarios en las redes inteligentes. • Maximizar los beneficios técnicos, la operación y mantenimiento del despliegue a través de la infraestructura desplegada. </td> </tr> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Compartir el conocimiento, experiencia y soluciones tecnológicas de las dos distribuidoras presentes en el Corredor del Henares, en diferentes campos, diseño, operación, mantenimiento telecomunicaciones, etc. • Despliegue de un gran piloto con pocos precedentes por número de contadores y centros afectados en una zona limítrofe entre dos operadores con objeto de poder identificar riesgos y problemas en grandes despliegues con experiencias reales. • Impulsar una solución tecnológica común e interoperable para promover el uso de estándares abiertos, interoperables y no propietarios en las redes inteligentes. • Maximizar los beneficios técnicos, la operación y mantenimiento del despliegue a través de la infraestructura desplegada. 	<table border="1"> <tr> <th data-bbox="1134 828 1401 869">Duración</th> </tr> <tr> <td data-bbox="1134 869 1401 954">Desde: 2011</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1134 954 1401 1579">Hasta: 2014</td> </tr> </table>	Duración	Desde: 2011	Hasta: 2014
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Compartir el conocimiento, experiencia y soluciones tecnológicas de las dos distribuidoras presentes en el Corredor del Henares, en diferentes campos, diseño, operación, mantenimiento telecomunicaciones, etc. • Despliegue de un gran piloto con pocos precedentes por número de contadores y centros afectados en una zona limítrofe entre dos operadores con objeto de poder identificar riesgos y problemas en grandes despliegues con experiencias reales. • Impulsar una solución tecnológica común e interoperable para promover el uso de estándares abiertos, interoperables y no propietarios en las redes inteligentes. • Maximizar los beneficios técnicos, la operación y mantenimiento del despliegue a través de la infraestructura desplegada. 						
Duración						
Desde: 2011						
Hasta: 2014						

<p style="text-align: center;">Línea de actuación</p> <ul style="list-style-type: none"> - Almacenamiento de energía - Nuevas iniciativas en energías renovables y vectores energéticos 	<p style="text-align: center;">Nombre del Proyecto</p> <p style="text-align: center;">Proyecto de Almacenamiento de Hidrógeno en el parque eólico de Sotavento</p>
<p style="text-align: center;">Descripción</p> <p>Estudia la idoneidad del hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía que permita la gestión energética y económica de un parque eólico. Su desarrollo es fruto del acuerdo alcanzado por Gas Natural Fenosa y la Consellería de Innovación, Industria y Comercio de la Xunta de Galicia para la promoción de las energías renovables, con la colaboración del Parque Eólico Experimental Sotavento.</p>	<p style="text-align: center;">Presupuesto</p>
<p style="text-align: center;">Objetivos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demostrar la operación de un sistema de gestión de energía eólica empleando H₂ evaluando costes actuales e identificando áreas susceptibles de mejora de costes y eficiencia. • Desarrollar y validar modelos de comportamiento de los componentes que constituyen un sistema de energías renovables-hidrógeno. • Explorar retos y oportunidades de sistemas de almacenamiento energético relacionados con fuentes variables que permiten una generación eléctrica distribuida. • Obtener know-how acerca de la gestión de energías renovables empleando hidrógeno. • Obtener la información y conocimientos técnicos y económicos necesarios para evaluar la adecuación de una instalación de gestión eólica a gran escala. 	<p style="text-align: center;">Duración</p> <p>Desde: 2007</p> <p>Hasta: 2011</p>

<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="212 288 764 331">Línea de actuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="212 331 764 418">Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final</td> </tr> </tbody> </table>	Línea de actuación	Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="788 288 1399 331">Nombre del Proyecto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="788 331 1399 418">Proyecto 3e-HOUSES</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del Proyecto	Proyecto 3e-HOUSES	
Línea de actuación						
Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final						
Nombre del Proyecto						
Proyecto 3e-HOUSES						
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="212 461 1072 504">Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="212 504 1072 808">Es un proyecto pionero impulsado por la Unión Europea para favorecer el ahorro de energía en el sector residencial. Su objeto es la integración de las tecnologías más comunes de la información y la comunicación (TIC's) en viviendas sociales para ayudar a los hogares a ahorrar energía, desplazar consumos de horas punta a horas valle, y reducir las emisiones de CO₂ contribuyendo, de esta manera a la mejora del medio ambiente.</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	Es un proyecto pionero impulsado por la Unión Europea para favorecer el ahorro de energía en el sector residencial. Su objeto es la integración de las tecnologías más comunes de la información y la comunicación (TIC's) en viviendas sociales para ayudar a los hogares a ahorrar energía, desplazar consumos de horas punta a horas valle, y reducir las emisiones de CO ₂ contribuyendo, de esta manera a la mejora del medio ambiente.	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1131 461 1399 504">Presupuesto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1131 504 1399 808"></td> </tr> </tbody> </table>	Presupuesto		
Descripción						
Es un proyecto pionero impulsado por la Unión Europea para favorecer el ahorro de energía en el sector residencial. Su objeto es la integración de las tecnologías más comunes de la información y la comunicación (TIC's) en viviendas sociales para ayudar a los hogares a ahorrar energía, desplazar consumos de horas punta a horas valle, y reducir las emisiones de CO ₂ contribuyendo, de esta manera a la mejora del medio ambiente.						
Presupuesto						
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="212 851 1072 893">Objetivos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="212 893 1072 1359"> <ul style="list-style-type: none"> • Aumentar la eficiencia en viviendas de protección oficial mediante la instalación de tecnologías de la información y la comunicación (TIC's) en los hogares. • Fomentar el ahorro de energía ayudando a los inquilinos a conocer cómo y cuánto consumen, y la forma en que pueden gestionar dichos consumos para ahorrar. • Analizar cómo la información y las medidas de eficiencia energética adoptadas influyen en el consumo energético en los diferentes escenarios europeos representados por los cuatro países participantes. </td> </tr> </tbody> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar la eficiencia en viviendas de protección oficial mediante la instalación de tecnologías de la información y la comunicación (TIC's) en los hogares. • Fomentar el ahorro de energía ayudando a los inquilinos a conocer cómo y cuánto consumen, y la forma en que pueden gestionar dichos consumos para ahorrar. • Analizar cómo la información y las medidas de eficiencia energética adoptadas influyen en el consumo energético en los diferentes escenarios europeos representados por los cuatro países participantes. 	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1131 851 1399 893">Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1131 893 1399 981">Desde: 2010</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1131 981 1399 1359">Hasta: 2013</td> </tr> </tbody> </table>	Duración	Desde: 2010	Hasta: 2013
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Aumentar la eficiencia en viviendas de protección oficial mediante la instalación de tecnologías de la información y la comunicación (TIC's) en los hogares. • Fomentar el ahorro de energía ayudando a los inquilinos a conocer cómo y cuánto consumen, y la forma en que pueden gestionar dichos consumos para ahorrar. • Analizar cómo la información y las medidas de eficiencia energética adoptadas influyen en el consumo energético en los diferentes escenarios europeos representados por los cuatro países participantes. 						
Duración						
Desde: 2010						
Hasta: 2013						

<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="212 232 764 275">Línea de actuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="212 275 764 360">Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final</td> </tr> </tbody> </table>	Línea de actuación	Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="788 232 1401 275">Nombre del Proyecto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="788 275 1401 360">Planta de cogeneración Hotel Le Méridien Ra</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del Proyecto	Planta de cogeneración Hotel Le Méridien Ra	
Línea de actuación						
Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final						
Nombre del Proyecto						
Planta de cogeneración Hotel Le Méridien Ra						
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="212 405 1074 448">Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="212 448 1074 674">La voluntad de Le Méridien Ra Beach Hotel & Spa en mejorar la eficiencia energética y reducir el coste en climatización, ha promovido la ejecución de un proyecto de Cogeneración de 500kWe, alcanzando así en el hotel una instalación global de alta eficiencia energética e integrada en la instalación convencional existente.</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	La voluntad de Le Méridien Ra Beach Hotel & Spa en mejorar la eficiencia energética y reducir el coste en climatización, ha promovido la ejecución de un proyecto de Cogeneración de 500kWe, alcanzando así en el hotel una instalación global de alta eficiencia energética e integrada en la instalación convencional existente.	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1133 405 1401 448">Presupuesto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1133 448 1401 674"></td> </tr> </tbody> </table>	Presupuesto		
Descripción						
La voluntad de Le Méridien Ra Beach Hotel & Spa en mejorar la eficiencia energética y reducir el coste en climatización, ha promovido la ejecución de un proyecto de Cogeneración de 500kWe, alcanzando así en el hotel una instalación global de alta eficiencia energética e integrada en la instalación convencional existente.						
Presupuesto						
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="212 714 1074 757">Objetivos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="212 757 1074 1016"> <ul style="list-style-type: none"> • Mejora de la eficiencia energética de la instalación de producción de frío y calor. • Reducción de la factura energética del hotel asociada a esta producción. • Reducción de CO₂ y otros contaminantes a la atmosfera. </td> </tr> </tbody> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora de la eficiencia energética de la instalación de producción de frío y calor. • Reducción de la factura energética del hotel asociada a esta producción. • Reducción de CO₂ y otros contaminantes a la atmosfera. 	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1133 714 1401 757">Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1133 757 1401 840">Desde: 2009</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1133 840 1401 1016">Hasta: 2011</td> </tr> </tbody> </table>	Duración	Desde: 2009	Hasta: 2011
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Mejora de la eficiencia energética de la instalación de producción de frío y calor. • Reducción de la factura energética del hotel asociada a esta producción. • Reducción de CO₂ y otros contaminantes a la atmosfera. 						
Duración						
Desde: 2009						
Hasta: 2011						

<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="213 291 764 331">Línea de actuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="213 331 764 421">Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final</td> </tr> </tbody> </table>	Línea de actuación	Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="788 291 1401 331">Nombre del Proyecto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="788 331 1401 421">Proyecto CETICA. La ciudad Eco-Tecnológica</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del Proyecto	Proyecto CETICA. La ciudad Eco-Tecnológica	
Línea de actuación						
Eficiencia energética y respuesta a la demanda en el usuario final						
Nombre del Proyecto						
Proyecto CETICA. La ciudad Eco-Tecnológica						
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="213 463 1074 504">Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="213 504 1074 768">Es un proyecto de investigación que tiene por objetivo diseñar y desarrollar nuevos materiales y sistemas constructivos, basados en acero y otros componentes multi-materiales, para un nuevo modelo de edificación eco-eficiente energéticamente que contribuya al desarrollo sostenible y a la mejora de la calidad de vida de ciudadanos.</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	Es un proyecto de investigación que tiene por objetivo diseñar y desarrollar nuevos materiales y sistemas constructivos, basados en acero y otros componentes multi-materiales, para un nuevo modelo de edificación eco-eficiente energéticamente que contribuya al desarrollo sostenible y a la mejora de la calidad de vida de ciudadanos.	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1134 463 1401 504">Presupuesto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1134 504 1401 768"></td> </tr> </tbody> </table>	Presupuesto		
Descripción						
Es un proyecto de investigación que tiene por objetivo diseñar y desarrollar nuevos materiales y sistemas constructivos, basados en acero y otros componentes multi-materiales, para un nuevo modelo de edificación eco-eficiente energéticamente que contribuya al desarrollo sostenible y a la mejora de la calidad de vida de ciudadanos.						
Presupuesto						
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="213 810 1074 851">Objetivos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="213 851 1074 1198"> <ul style="list-style-type: none"> • Dar a conocer el uso y las ventajas de sistemas de cogeneración en entornos urbanos. • Analizar la integración de la cogeneración en microrredes urbanas eléctricas y térmicas. • Disminuir los costes y plazos de los estudios de viabilidad técnico-económicos, mediante el uso de las herramientas informáticas y las guías técnicas desarrolladas. </td> </tr> </tbody> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Dar a conocer el uso y las ventajas de sistemas de cogeneración en entornos urbanos. • Analizar la integración de la cogeneración en microrredes urbanas eléctricas y térmicas. • Disminuir los costes y plazos de los estudios de viabilidad técnico-económicos, mediante el uso de las herramientas informáticas y las guías técnicas desarrolladas. 	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1134 810 1401 851">Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1134 851 1401 936">Desde: 2007</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1134 936 1401 1198">Hasta: 2010</td> </tr> </tbody> </table>	Duración	Desde: 2007	Hasta: 2010
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Dar a conocer el uso y las ventajas de sistemas de cogeneración en entornos urbanos. • Analizar la integración de la cogeneración en microrredes urbanas eléctricas y térmicas. • Disminuir los costes y plazos de los estudios de viabilidad técnico-económicos, mediante el uso de las herramientas informáticas y las guías técnicas desarrolladas. 						
Duración						
Desde: 2007						
Hasta: 2010						



<table border="1"> <thead> <tr> <th>Línea de actuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nuevas iniciativas en energías renovables y vectores energéticos</td> </tr> </tbody> </table>	Línea de actuación	Nuevas iniciativas en energías renovables y vectores energéticos	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nombre del Proyecto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Proyecto TESCONSOL.</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre del Proyecto	Proyecto TESCONSOL.	
Línea de actuación						
Nuevas iniciativas en energías renovables y vectores energéticos						
Nombre del Proyecto						
Proyecto TESCONSOL.						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Proyecto de innovación enfocado en mejorar los sistemas actuales de almacenamiento térmico en centrales de generación eléctrica, cuyos costes todavía son elevados, y proponer nuevos sistemas que sean viables técnica y económicamente.</td> </tr> </tbody> </table>	Descripción	Proyecto de innovación enfocado en mejorar los sistemas actuales de almacenamiento térmico en centrales de generación eléctrica, cuyos costes todavía son elevados, y proponer nuevos sistemas que sean viables técnica y económicamente.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Presupuesto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Presupuesto		
Descripción						
Proyecto de innovación enfocado en mejorar los sistemas actuales de almacenamiento térmico en centrales de generación eléctrica, cuyos costes todavía son elevados, y proponer nuevos sistemas que sean viables técnica y económicamente.						
Presupuesto						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Objetivos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Optimizar los sistemas de almacenamiento térmico basados en calor sensible. • Mejorar los sistemas de almacenamiento térmico basados en calor latente (aprovechando el cambio de fase, líquido-sólido). • Optimizar la integración y explotación de los diferentes sistemas de almacenamiento en los ciclos termodinámicos convencionales para la producción de electricidad. </td> </tr> </tbody> </table>	Objetivos	<ul style="list-style-type: none"> • Optimizar los sistemas de almacenamiento térmico basados en calor sensible. • Mejorar los sistemas de almacenamiento térmico basados en calor latente (aprovechando el cambio de fase, líquido-sólido). • Optimizar la integración y explotación de los diferentes sistemas de almacenamiento en los ciclos termodinámicos convencionales para la producción de electricidad. 	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Duración</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Desde: 2011</td> </tr> <tr> <td>Hasta: 2014</td> </tr> </tbody> </table>	Duración	Desde: 2011	Hasta: 2014
Objetivos						
<ul style="list-style-type: none"> • Optimizar los sistemas de almacenamiento térmico basados en calor sensible. • Mejorar los sistemas de almacenamiento térmico basados en calor latente (aprovechando el cambio de fase, líquido-sólido). • Optimizar la integración y explotación de los diferentes sistemas de almacenamiento en los ciclos termodinámicos convencionales para la producción de electricidad. 						
Duración						
Desde: 2011						
Hasta: 2014						

ANEXO 2.- TABLAS DE DATOS

	1970	1980	1990	2000	2005	2010	2011
América del Norte	651,4	628,2	612,2	728,3	705,1	759,7	796
América Central y Sur	33,8	62,7	85,5	134,1	166,8	205,9	209,6
Europa	119,5	309,6	376,3	504,1	568,4	574,4	550,2
CEI	185	355,2	657,9	543,8	601,5	623,3	633,6
África	1,9	18,6	39,5	62	85,5	101,2	109,6
Oriente Medio	18,5	41,5	95	186	279,3	377,6	395,9
Asia-Oceanía	15,6	75,1	147,2	284,1	405,2	566,6	603,7
TOTAL	1.025,70	1.490,90	2.013,60	2.442,20	2.811,80	3.208,60	3.298,50

Tabla 27.- CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO POR ÁREAS GEOGRÁFICAS (10⁹ m³).

Sedigas. (2012). Elaboración propia. <http://www.sedigas.es/informeanual/2012/43.html>

	2007	2008	2009	2010	2011	Distri.(%)
América del Norte	738,6	741,4	746	759,7	796	24,1
Estados Unidos	653,3	656,2	657,9	677,2	706,4	21,4
Canadá	85,3	85,3	88,1	82,5	89,6	2,7
América Central y Sur	185,9	194,2	189	205,9	209,6	6,4
Argentina	43,9	44,4	43,1	43,3	46,1	1,4
Méjico	55,6	59,3	60,7	62	63,2	1,9
Brasil	19,9	23,7	18,7	25,2	25,1	0,8
Trinidad y Tobago	20,2	21,9	21	23,3	23	0,7
Venezuela	26,6	25,6	24,9	27,1	27,2	0,8
Chile	4,1	2,6	2,8	4,6	4,9	0,1
Europa (1)	548,7	571	538,6	574,4	550,2	16,7
Alemania	86,2	88,1	91,6	89,8	85	2,6
Reino Unido	91,9	94,9	88,1	94,5	80,7	2,4
Italia	83,5	85,8	77,2	83,5	78,1	2,4
Países Bajos	36,3	43,4	40,4	49,6	42,7	1,3
Francia	46,9	49,2	47,2	48	47,3	1,4
España	35,2	38,8	35,2	35,2	34,9	1,1
CEI	632,1	650,6	565	623,3	633,6	19,2

Rusia	431,2	440,2	382,4	435,8	434,3	13,2
Ucrania	70,9	75	64,9	53,3	60,8	1,8
Uzbekistan	46,6	48,3	40,5	44	43,5	1,3
Bielorrusia	20,6	21,1	17,6	20,3	21,9	0,7
Kazakhstan	33,8	36,4	30,8	30	31,1	0,9
Turkmenistan	12,2	10,3	11	21,5	24	0,7
África	94	99,1	95,8	101,2	109,6	3,3
Argelia	26,5	27,5	28,8	29	32,1	1
Egipto	39,8	42,1	44,4	46,2	50,7	1,5
Oriente Medio	302,3	330,3	354,5	377,6	395,9	12
Irán	113	119,3	141,4	144,6	153,3	4,6
Arabia Saudita	74,4	80,4	78,5	87,7	92,3	2,8
Asia-Oceanía	455,9	485,2	502,7	566,6	603,7	18,3
Japón	92,7	96,2	89,6	97,1	107,9	3,3
China	71,8	80,5	89,6	109	133	4
India	41,4	42,9	53,3	64,5	64	1,9
Corea del Sur	34,6	36,7	34,9	44	49,1	1,5
Indonesia	34,6	33,8	38,1	39,6	37,6	1,1
Malasia	30,1	32	31,1	32,6	30,6	0,9
Tailandia	35,4	37,3	39,2	45,1	46,6	1,4
Paquistán	36,8	38	38,7	39,6	39,2	1,2
Australia	23,6	27,3	28,3	29,9	29,8	0,9
TOTAL MUNDO	2.957,50	3.071,90	2.991,70	3.208,60	3.298,50	100

Tabla 28.- CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO POR PAÍSES (10⁹ m³)
Sedigas. (2012). Elaboración propia. <http://www.sedigas.es/informeannual/2012/43.html>



	Gen. Elec. Plantas E.	Gen Elec. Cogener.	Subtotal	Industria	Residencial y Comercial	Otros(1)	TOTAL (%)	TOTAL (TJ)
EE.UU	23,9	7,2	31,1	21,5	34,3	13,1	100	25.171.446
Canadá	6,5	3,2	9,7	26,5	32,4	31,3	100	3.642.460
Francia	1,4	12,7	14,1	23,5	47	15,5	100	1.857.101
Italia	22,4	22,1	44,6	16,3	35,4	3,7	100	3.234.044
Reino Unido	30,1	4,2	34,3	12,1	41,1	12,4	100	3.926.539
Alemania	7,4	13,6	21	22,1	45,7	11,2	100	3.631.675
Países Bajos	8,8	24,2	33	15,2	36,8	15	100	1.617.862
España	42,1	9,2	51,4	26,8	12,7	9,1	100	1.624.721
Bélgica	15,8	12,5	28,3	30,8	33,4	7,5	100	696.115
Portugal	47,8	14,4	62,2	24,8	10	3,1	100	191.078
República Checa	0,1	4,3	4,4	33,6	47,6	14,4	100	329.762
Grecia	68,6	2,1	70,6	12,8	9,5	7	100	164.332
Irlanda	57,3	5,4	62,7	15	21,7	0,6	100	202.664
Austria	9,7	18,9	28,6	32,8	23,5	15,1	100	347.498
Polonia	0	7,9	7,9	24,4	38,9	28,8	100	577.650
Hungría	14,5	17,5	32	11,5	44,8	11,7	100	491.290
Suiza	0	3,7	3,7	32,8	55,2	8,2	100	130.599
Turquía	48,1	6,4	54,5	10,6	31,8	3,1	100	1.404.552
Japón	59,2	0	59,2	8,5	28,3	3,9	100	4.069.897
Australia	28	6,6	34,6	28,4	14,4	22,7	100	1.249.227
Méjico	48	0	48	17,6	1,9	32,4	100	2.283.786
Corea	32,8	11,6	44,4	17,1	35,5	3,1	100	1.492.013
OCDE Europa	20	13,1	33	18,8	36,4	11,8	100	21.362.561
OCDE América del N.	23,6	6,2	29,8	21,8	31,7	16,6	100	31.097.692
OCDE Pacífico	47,5	4	51,5	14,1	26,8	7,5	100	6.970.727
Total OCDE	25,1	8,4	33,5	19,8	32,8	13,8	100	59.430.980

Tabla 29.- ESTRUCTURA DEL CONSUMO SECTORIAL DE GAS NATURAL EN LA OCDE Y PAÍSES SELECCIONADOS (%). 2010 .

Energy Statistics of OECD Countries. (2012 Edition). París. <http://www.sedigas.es/informeannual/2012/43.html>

La tabla anterior, comprende usos propios, consumos para transformación (excepto en plantas eléctricas y en cogeneración) y consumos por el sector de la energía, en transporte, agricultura, otros usos no especificados y pérdidas en distribución.

	1970	1980	1990	2000	2010	2011
América del Norte	62,7	41,1	30,4	29,7	23,8	24,2
América Central y Sur	3,3	4,3	4,2	5,5	6,3	6,2
Europa (1)	7,7	13,1	9,8	12,5	9,4	8,3
CEI	22,5	31,9	40,1	27,8	24,5	24,9
África	0,3	1,8	3,4	5,3	6,3	6,1
Oriente Medio	1,9	2,9	5	8,5	14,7	15,6
Asia-Oceanía	1,6	4,9	7,1	10,7	15	14,6
TOTAL MUNDO	100	100	100	100	100	100
TOTAL bcm (109 m3)	1.025,70	1.490,90	2.013,60	2.442,20	3.208,50	3.298,50

Tabla 30.- Producción Mundial Comercializada de gas natural. Distribución por grandes áreas geográficas Sedigas. (2012). <http://www.sedigas.es/informeanual/2012/44.html>

Desde 2000, UE 27 más Noruega, Suiza, Europa Central y Turquía. En las cifras de años anteriores, no se incluyen las cifras de Europa Central (básicamente Rumanía), que estaban incluidas en el área de Europa Oriental y CEI.

		Total	Gasoductos ⁵⁷		GNL	
Año	10 ⁹ m ³	%S/Producción	10 ⁹ m ³	%S/Total	10 ⁹ m ³	%S/Total
1970	45,7	4,4	43	94,1	2,7	5,9
1980	201	13,2	169,6	84,4	31,3	15,6
1990	307,4	15,3	235,3	76,5	72,1	23,5
1995	391,7	18,1	298,5	76,2	93,2	23,8
2000	630,5	25,8	492,8	78,2	137,7	21,8
2005	861,7	30,6	672,8	78,1	188,9	21,9
2008	966	31,6	740,1	76,6	225,9	23,4
2009 ⁵⁸	901,3	30,1	658,5	73,1	242,8	26,9
2010	988	30,7	692,5	70,1	295,5	29,9
2011	1.027,30	31,9	703,5	68,5	323,8	31,5
2012	1.045,60	32,5	719,3	68,8	326,3	31,2

Tabla 31.- Evolución del comercio internacional de gas natural. 2012
Sedigas. (2012). <http://www.sedigas.es/informeannual/2012/45.html>

⁵⁷ Desde el 2000, incluye comercio entre países antigua URSS

⁵⁸ Desde 2009 se incluyen reexportaciones.

ANEXO 2.- TABLAS DE DATOS



	2008	2009	2010	2011	Distri.(%)
América del Norte	129,1	122,6	123,6	129,2	12,6
Canadá	101,8	92,2	92,4	88	8,6
Estados Unidos	27,3	30,3	31,2	41,2	4
América Central y Sur	32,8	32,9	36	39	3,8
Trinidad yTobago	17,4	19,7	19,1	17,6	1,7
Bolivia	11,8	9,8	11,7	13,3	1,3
Argentina	1	0,9	0,4	0,2	0
Europa (1)	185,8	181,3	198,4	185	18
Noruega	95,7	97,2	100,9	97,3	9,5
Países Bajos	54,5	50,3	53,3	50,4	4,9
Reino Unido	11,5	12,2	15,7	16,3	1,6
Alemania	14,6	12,4	15,7	11,7	1,1
CEI	315,4	264,2	263,9	297,2	28,9
Rusia	237,3	201,7	209,8	227	22,1
Turkmenistán	55,8	24,8	20,1	36,9	3,6
Uzbekistán	15,1	21,8	16,9	15,6	1,5
África	114,5	104,1	112,5	98,2	9,6
Argelia	59	52,7	55,6	50,7	4,9
Egipto	16,9	18,3	15,2	10,5	1
Nigeria	20,6	16	24	26	2,5
Libia	10,4	9,9	9,8	2,4	0,2
Guinea Ecuatorial	4,5	4,7	5	5,3	0,5
Oriente Medio	87,5	101,3	136,7	164,5	16
Catar	56,8	68,2	95,4	120	11,7
Abu Dhabi	11,8	11,2	12,1	11,8	1,1
Oman	10,9	11,5	11,4	10,9	1,1
Irán	4,1	5,9	8,4	9,1	0,9
Asia-Oceanía	104,2	106,5	115,7	115	11,2
Indonesia	36	34,3	40,9	38,7	3,8
Malasia	30,2	30,8	31,8	33,1	3,2
Australia	20,2	24,2	25,4	25,2	2,5
Myanmar (Birmania)	8,6	8,3	8,8	8,6	0,8
TOTAL MUNDO	969,3	912,9	986,6	1.028,00	100

	2008	2009	2010	2011	Distri.(%)
América del Norte	128,9	126,7	127	126,4	12,3
Estados Unidos	113	105,8	104,7	96,6	9,4
Canadá	15,9	20,8	22,3	29,8	2,9
América Central y Sur	29,8	28,9	38,6	43,9	4,3
Méjico	13,9	13,2	15,2	18	1,8
Brasil	11	8,4	12,6	10,5	1
Chile	0,8	1,5	3,4	3,9	0,4
Argentina	1,3	2,7	3,6	7,6	0,7
Europa (1)	448,9	428,9	471,3	461	44,8
Alemania	87,1	89,4	92,8	85,1	8,3
Italia	76,9	69,3	75,3	70	6,8
Francia	49,3	47,1	48,8	47,3	4,6
España	39,1	36	36,3	35,5	3,5
Reino Unido	36,5	41,1	53,8	53,1	5,2
Turquía	36,9	33,8	36,9	42,7	4,2
Bélgica	20,7	21,5	30,8	28,5	2,8
Países Bajos	18	17	17	14,5	1,4
CEI	147,4	114,6	102,2	109,6	10,7
Ucrania	56,2	45	34,3	42	4,1
Rusia	56,2	37,3	35,5	33,1	3,2
Bielorrusia	21,1	17,6	20,3	21,9	2,1
África	5,1	4,3	4,9	6,1	0,6
Oriente Medio	35,3	39,5	42,6	44,7	4,3
Dubai	14,2	14,2	14,4	15,6	1,5
Irán	7,1	6,1	6,9	10,6	1
Jordania	2,7	2,9	2,8	0,8	0,1
Asia-Oceanía	173,9	170,1	200,1	236,4	23
Japón	92,3	85,9	93,5	104,4	10,2
Corea del Sur	36,6	34,3	43,4	48,8	4,7
Taiwán	11,4	11,8	14,9	15,9	1,5
India	10,8	12,6	12,2	16,4	1,6
Tailandia	8,6	8,3	8,8	9,6	0,9
TOTAL MUNDO	969,3	912,9	986,7	1.028,00	100

Tabla 32.- Comercio internacional de gasnatural. Países exportadores. (10⁹ m3)
(109 m3)

UJF 27 más Noruega. Suiza. Europa Central v Turquía. Sedigas. (2012). <http://www.sedigas.es/informeannual/2012/45.html>

Tabla 33.- Comercio internacional de gasnatural. Países importadores.

EXPORT.	IMPORT.	1995	2000	2005	2009	2010	2011
Argelia		17,91	25,5	25,68	20,9	19,12	16,43
	Bélgica	3,8	4,15	2,9	0	0	0
	Francia	7,58	9,6	7,5	7,68	6,27	5,64
	Italia	0,05	2,5	2,5	1,27	1,61	1,66
	España	4,9	4,05	5,19	5,19	5,08	3,75
	Reino Uni.	0	0	0,45	1,68	1,06	0,25
	EE.UU.	0,6	1,33	2,75	0	0	0
	Turquia	0,98	3,4	3,85	4,2	3,87	3,81
	Grecia	-	0,47	0,46	0,53	0,98	0,84
	Corea S.	-	0	0	0,08	0	0
	Japón	-	-	0,08	0	0,08	0,08
	India	-	-	0	0,16	0	0,24
	Portugal	0	0	0	0,11	0	0,08
	Chile	-	-	-	0	0,17	0
	Países Bajos	-	-	-	-	-	0,08
Libia		1,49	0,8	0,87	0,72	0,34	0,08
	España	1,49	0,8	0,87	0,72	0,34	0,08
Abu Dhabi		7,03	6,95	7,14	7,01	7,91	7,57
	Japón	5,53	6,3	6,75	6,75	6,86	7,33
	Francia	0,51	0	0	0	0	0
	España	0,41	0,24	0,31	0	0	0
	Bélgica	0,58	0	0	0	0	0
	EE.UU.	0	0,08	0	0	0	0
	Corea S.	0	0,33	0,08	0	0	0
	India	-	-	0	0,17	0	0,08
	Taiwán	-	-	-	0	0,42	0,08
	Portugal	0	0	0	0,08	0	0
	Brasil	-	-	-	0	0,04	0
	China	-	-	-	0	0,09	0
	Corea S.	0	0	0	0	0,25	0
	Kuwait	-	-	-	0	0,25	0,08
Australia		9,82	10,05	14,85	24,24	25,36	25,24
	Japón	9,22	9,81	13,05	15,87	17,66	18,59
	Corea S.	0,08	0,07	1,16	1,75	1,33	1,05
	España	0,29	0	0,08	0	0	0
	Turquia	0,23	0	0	0	0	0
	EE.UU.	-	0,17	0	0	0	0
	India	-	-	0,16	1,12	0	0,08
	Taiwán	-	-	0,4	0,6	1,06	0,37
	China	-	-	-	4,75	5,21	4,84
	Kuwait	-	-	-	0,08	0,09	0,23
	Reino Unido	-	-	-	0,08	0	0
	Dubai	-	-	-	-	0	0,08

Brunei		8,38	8,79	9,15	8,81	8,83	9,42
	Japón	7,43	7,71	8,35	8,11	7,78	8,42
	Corea S.	0,95	1,08	0,8	0,7	1,05	1
Indonesia		33,31	36,22	31,46	26	31,01	28,45
	Japón	23,59	24,25	19	17,25	17	12,42
	Corea S.	7,1	8,35	7,51	4,1	7,25	10,49
	Taiwan	2,62	3,54	4,95	3,77	2,62	2,62
	EE.UU.	0	0,08	0	0	0	0
	China	-	-	-	0,72	2,27	2,65
	India	-	-	0	0,08	0	0
	Méjico	-	-	-	0,08	1,87	0,11
	Brasil	-	-	-	0	0	0,08
	Tailandia	-	-	-	-	-	0,08
Malasia		13,65	20,59	28,52	29,53	30,35	32,54
	Japón	11,55	14,79	17,65	16,79	18,55	19,9
	Corea S.	1,4	3,29	6,36	7,81	6,3	5,51
	Taiwán	0,7	2,44	4,1	3,71	3,68	4,36
	EE.UU.	-	0	0,25	0	0	0
	España	-	0,07	0,16	0	0	0
	India	-	-	0	0,25	0	0,17
	China	-	-	-	0,88	1,57	2,09
	Kuwait	-	-	-	0,09	0,24	0,35
	Dubai	-	-	-	-	0	0,17
Catar		-	14,04	27,1	49,44	76,27	100,79
	Japón	-	7,87	8,35	10,29	10,15	15,87
	España	-	0,3	4,56	4,98	5,54	4,78
	Corea S.	-	4,41	8,31	9,28	9,91	10,87
	Francia	-	0,08	0	0,17	2,43	3,58
	Italia	-	0,08	0	1,55	6,18	5,92
	EE.UU.	-	1,3	0,08	0,36	1,29	2,57
	Bélgica	-	0	0	6,03	5,8	5,32
	India	-	-	5,8	8,25	10,53	12,53
	Méjico	-	-	-	0,12	1,02	1,86
	Reino Unido	-	-	-	5,75	14,64	21,35
	Taiwán	-	-	-	1,56	3,75	5,24
	Canadá	-	-	-	0,09	0,25	2,08
	Chile	-	-	-	0,16	0,25	0,56
	Turquia	-	0	0	0,32	1,92	0,58
	China	-	-	-	0,55	1,61	3,11
	Argentina	-	-	-	0	0,15	0,61
	Brasil	-	-	-	0	0,59	0,33
	Dubai	-	-	-	-	0,16	0,9
	Grecia	-	0	0	0	0	0,14
	Portugal	-	0	0	0	0,08	0,16



	Países Bajos	-	-	-	-	-	0,36
	Kuwait	-	-	-	0	0	1,78
	Tailandia	-	-	-	-	-	0,3
EE.UU		1,65	1,78	1,84	0,86	0,85	0,46
	Japón	1,65	1,78	1,84	0,86	0,85	0,46
Trinidad y Tobago		-	3,94	14,01	19,74	19,14	17,64
	EE.UU.	-	2,8	12,44	6,68	5,38	3,64
	España	-	0,79	0,5	4,18	3,19	2,41
	Puerto Rico	-	0,35	0,67	0,76	0,77	0,75
	Rep. Dominicana	-	-	0,25	0,56	0,82	0,8
	Japón	-	0	0	0,14	0,15	0,43
	Bélgica	-	0	0,08	0,16	0	0,07
	Reino Unido	-	0	0,07	1,97	1,54	0,54
	Méjico	-	-	-	0,16	0	0
	Corea S.	-	0	0	0,9	0,72	2
	Francia	-	0	0	0,72	0,23	0,33
	Turquia	-	0	0	0,08	0,26	0
	India	-	-	-	0,68	0,66	0,49
	Taiwán	-	-	-	0,08	0,51	0,07
	Grecia	-	0	0	0,04	0,08	0,08
	Argentina	-	-	-	0,8	1,63	2,74
	Canadá	-	-	-	0,8	0,94	1,14
	Brasil	-	-	-	0,27	0,85	0,16
	Chile	-	-	-	0,16	0,52	1,13
	Kuwait	-	-	-	0,15	0,33	0
	Portugal	-	0	0	0,4	0,18	0
	China	-	-	-	0,08	0,07	0,43
	Italia	0	0	0	0	0,32	0,14
	Dubai	-	-	-	-	0	0,21
	Países Bajos	-	-	-	-	-	0,08
Nigeria		-	5,73	12,04	15,99	23,84	25,14
	Italia	-	2,25	0	0	0	0
	España	-	1,88	5	4,99	7,82	6,41
	Francia	-	0,25	4,2	2,35	3,57	3,52
	Turquia	-	0,75	1,03	0,94	1,26	1,34
	EE.UU.	-	0,38	0,23	0,38	1,18	0,07
	Bélgica	-	0	0	0,08	0,16	0
	Portugal	-	0,22	1,58	2,14	2,7	2,56
	Japón	-	-	0	0,77	0,84	2,5
	Corea S.	-	-	0	0,23	1,18	1,65
	Taiwan	-	-	0	0,93	1,09	0,88
	Méjico	-	-	-	2,69	2,23	1,06



	India	-	-	0	0,32	0,33	1,41
	China	-	-	-	0,08	0,17	0,94
	Brasil	-	-	-	0,08	0,89	0
	Kuwait	-	-	-	0	0,08	0,85
	Reino Unido	-	-	0	0	0,34	1,19
	Argentina	-	-	-	-	0	0,37
	Dubai	-	-	-	-	0	0,08
	Grecia	-	0	0	0	0	0,07
	Países Bajos	-	-	-	-	-	0,07
	Tailandia	-	-	-	-	-	0,16
Omán		-	2,71	9,22	11,54	11,43	10,93
	Corea S.	-	2,15	5,93	6,05	6,05	5,58
	EE.UU.	-	0,28	0,07	0	0	0
	España	-	0,2	1,65	1,3	0,17	0,08
	Japón	-	0,08	1,25	3,44	3,8	5,03
	Francia	-	0	0,08	0	0	0
	Taiwán	-	-	0,16	0,16	0,5	0,17
	India	-	-	0,08	0,35	0	0,08
	China	-	-	-	0,09	0	0
	Kuwait	-	-	-	0,08	0,91	0
	Turquia	-	-	-	0,08	0	0
Taiwán		-	0,08	0	0	0	0
	Corea S.	-	0,08	0	0	0	0
Egipto		-	-	7,01	12,82	9,69	8,72
	España	-	-	3,53	4,1	2,62	2,24
	EE.UU.	-	-	2,05	4,54	2,07	0,99
	Francia	-	-	1,05	1,63	0,73	0,88
	Corea S.	-	-	0,3	0,31	0,97	0,6
	Bélgica	-	-	0,08	0,09	0,17	0
	Méjico	-	-	-	0,34	0,16	0
	Grecia	-	-	0	0,17	0,08	0,08
	Italia	-	-	0	0,08	0,72	0,48
	Taiwan	-	-	0	0,08	0,17	0,65
	Reino Unido	-	-	0	0,51	0,12	0,08
	Japón	-	-	0	0,24	0,57	0,99
	India	-	-	-	0,33	0,09	0,62
	Turquia	-	-	0	0,08	0,27	0,45
	China	-	-	-	0,08	0,08	0,24
	Argentina	-	-	-	0,16	0	0,07
	Canadá	-	-	-	0,08	0	0
	Chile	-	-	-	0	0,55	0,18
	Kuwait	-	-	-	0	0,33	0,09
	Portugal	-	0	0	0	0	0,07
Noruega		-	-	-	3,17	4,6	4,48



	España	-	-	-	1,38	1,64	1,21
	Francia	-	-	-	0,44	0,51	0,51
	Méjico	-	-	-	0,09	0	0
	EE.UU.	-	-	-	0,84	0,76	0,43
	Bélgica	-	-	-	0,17	0,09	0
	India	-	-	-	0	0	0,17
	Japón	-	-	-	0	0	0,24
	Reino Unido	-	-	-	0,26	0,82	0,92
	Italia	-	-	-	0	0,16	0,16
	Portugal	-	-	-	0	0,05	0,08
	Turquía	-	-	-	0	0,26	0
	Corea S.	-	-	-	0	0,16	0,39
	Taiwán	-	-	-	0	0,07	0,16
	Canadá	0	0	0	0	0,08	0
	Países Bajos	-	-	-	-	-	0,08
	Rep. Dominicana	-	-	0	0	0	0,14
Guinea Ecuatorial		-	-	-	4,72	4,96	5,26
	Japón	-	-	-	1,7	0,72	1,89
	Taiwán	-	-	-	0,67	0,35	0,74
	España	-	-	-	0	0	0
	India	-	-	-	0,25	0,17	0
	China	-	-	-	0,08	0,08	0,17
	Corea S.	-	-	-	1,52	1,65	1,13
	Chile	-	-	-	0,33	1,5	1,33
	Francia	-	-	-	0,08	0	0
	Portugal	-	-	-	0,09	0	0
	Brasil	-	-	-	-	0,08	0
	Kuwait	-	-	-	0	0,29	0
	Italia	-	-	-	0	0,09	0
	Grecia	-	-	-	0	0,03	0
Rusia		-	-	-	6,61	13,39	13,92
	Kuwait	-	-	-	0,41	0,09	0
	China	-	-	-	0,25	0,51	0,33
	India	-	-	-	0,67	0	0
	Japón	-	-	-	3,69	8,23	9,47
	Corea S.	-	-	-	1,35	3,9	3,79
	Taiwán	-	-	-	0,24	0,67	0,25
	Tailandia	-	-	-	-	-	0,08
Yemen		-	-	-	0,42	5,29	8,76
	Méjico	-	-	-	0,08	0,18	0,16
	España	-	-	-	0,09	0,18	0
	Corea S.	-	-	-	0,25	2,18	3,62
	EE.UU.	-	-	-	0	1,1	1,7



	Chile	-	-	-	0	0,08	0,44
	Kuwait	-	-	-	0	0,09	0
	Francia	-	-	-	0	0,08	0,2
	Reino Unido	-	-	-	0	0,17	0,6
	China	-	-	-	0	0,7	1,08
	India	-	-	-	0	0,37	0,17
	Japón	-	-	-	0	0,16	0,25
	Bélgica	-	-	-	0	0	0,37
	Taiwán	-	-	-	0	0	0,17
Perú		-	-	-	-	1,74	5,64
	Canadá	-	-	-	-	0,08	0
	EE.UU.	-	-	-	-	0,45	0,47
	Brasil	-	-	-	-	0,16	0
	Bélgica	-	-	-	-	0,08	0,09
	España	-	-	-	-	0,63	2,18
	Corea S.	-	-	-	-	0,08	0,9
	Méjico	-	-	-	-	0,26	0,76
	China	-	-	-	-	0	0,19
	Japón	-	-	-	-	0	0,57
	Taiwán	-	-	-	-	0	0,09
	Tailandia	-	-	-	-	0	0,39
TOTAL MUNDO		93,24	137,18	188,89	242,53	294,12	321,45

Tabla 34 .- Flujos Internacionales de GNL (10^9m^3)

UE 27 más Noruega, Suiza, Europa Central y Turquía. Sedigas. (2012).
<http://www.sedigas.es/informeannual/2012/45.html>



	2005	2010	2011	2012	2013	(%)	(%)
América del Norte	7.044	9.439	10.320	10.605	10.804	1,9	5,4
Estados Unidos	5.451	7.712	8.620	8.910	8.910	0	4,4
Canadá	1.593	1.727	1.700	1.695	1.894	11,7	0,9
América Central y Sur	7.378	7.790	7.884	7.887	7.853	-0,4	3,9
Venezuela	4.287	5.062	5.521	5.528	5.528	0	2,8
Bolivia	757	695	281	281	281	0	0,1
Argentina	542	379	359	333	292	-12,3	0,1
Trinidad y Tobago	532	408	381	375	369	-1,6	0,2
Méjico	419	339	353	360	358	-0,6	0,2
Brasil	326	358	417	434	412	-5,1	0,2
Perú	338	345	353	359	366	1,9	0,2
Europa	6.462	5.899	5.679	4.994	4.892	-2	2,4
Noruega	3.159	2.819	2.762	2.685	2.769	3,1	1,4
Países Bajos	1.449	1.390	1.304	1.230	1.161	-5,6	0,6
Reino Unido	826	564	520	493	479	-2,8	0,2
Alemania	191	98	87	80	57	-28,8	0
Italia	125	64	66	62	60	-3,2	0
Rumanía	295	606	595	109	182	67	0,1
CEI	53.744	60.533	62.012	64.688	65.123	0,7	32,4
Rusia	44.840	46.000	46.000	48.676	48.913	0,5	24,3
Turkmenistán	2.680	8.340	10.000	10.000	10.000	0	5
Kazajstán	1.900	1.950	1.950	1.950	1.950	0	1
Uzbekistán	1.745	1.682	1.661	1.661	1.661	0	0,8
Azerbaiján	1.275	1.310	1.317	1.317	1.317	0	0,7
Ucrania	1.040	990	969	969	969	0	0,5
África	14.078	14.760	14.565	14.689	14.845	1,1	7,4
Nigeria	5.117	5.292	5.110	5.154	5.198	0,9	2,6
Argelia	4.545	4.504	4.504	4.504	4.506	0	2,2
Egipto	1.869	2.185	2.210	2.190	2.190	0	1,1
Libia	1.491	1.549	1.495	1.547	1.601	3,5	0,8
Angola	270	310	310	366	432	18	0,2
Oriente Medio	72.514	75.853	79.375	79.940	80.619	0,8	40,1
	2005	2010	2011	2012	2013	(%)	(%)
Irán	27.500	29.610	33.090	33.620	34.167	1,6	17
Catar	25.783	25.366	25.201	25.110	25.110	0	12,5
Arabia Saudita	6.834	7.920	8.016	8.151	8.291	1,7	4,1



Abu Dhabi	5.630	5.715	5.715	5.715	5.715	0	2,8
Irak	3.170	3.170	3.158	3.158	3.158	0	1,6
Kuwait	1.572	1.784	1.784	1.784	1.784	0	0,9
Omán	690	950	950	950	950	0	0,5
Yemen	479	490	488	479	479	0	0,2
Asia-Oceanía	13.886	16.096	16.468	16.789	16.784	0	8,4
China	2.020	2.751	2.853	3.051	3.542	16,1	1,8
Indonesia	2.650	2.960	2.963	2.957	2.272	-23,2	1,1
Australia	2.650	3.594	3.759	3.849	5.948	54,5	3
Malasia	2.272	2.362	2.334	2.389	2.389	0	1,2
India	923	1.085	1.149	1.241	1.340	8	0,7
Paquistán	798	818	810	766	691	-9,8	0,3
Papua-Nueva Guinea	428	442	442	442	442	0	0,2
Bangladesh	422	364	354	349	349	0	0,2
Brunei	345	309	301	288	288	0	0,1
TOTAL MUNDO	175.106	190.370	196.303	199.592	200.920	0,7	100

Tabla 35.- RESERVAS MUNDIALES PROBADAS DE GAS NATURAL. EVOLUCIÓN POR PAÍSES.
10⁹ m³.

Sedigas y Oil and Gas Journal. (2012). <http://www.sedigas.es/informeanual/2012/42.html> .

Sólo se incluyen los países con mayores reservas en cada área. Datos referidos a principios de cada año.

Proved reserves

	At end 1992 Trillion cubic metres	At end 2002 Trillion cubic metres	At end 2011 Trillion cubic metres	At end 2012			
				Trillion cubic feet	Trillion cubic metres	Share of total	R/P ratio
US	4.7	5.3	8.8	300.0	8.5	4.5%	12.5
Canada	2.7	1.7	2.0	70.0	2.0	1.1%	12.7
Mexico	2.0	0.4	0.4	12.7	0.4	0.2%	6.2
Total North America	9.3	7.4	11.2	382.7	10.8	5.8%	12.1
Argentina	0.5	0.7	0.3	11.3	0.3	0.2%	8.5
Bolivia	0.1	0.8	0.3	11.2	0.3	0.2%	17.0
Brazil	0.1	0.2	0.5	16.0	0.5	0.2%	26.0
Colombia	0.2	0.1	0.2	5.5	0.2	0.1%	12.9
Peru	0.3	0.2	0.4	12.7	0.4	0.2%	27.9
Trinidad & Tobago	0.2	0.6	0.4	13.3	0.4	0.2%	8.9
Venezuela	3.7	4.2	5.5	196.4	5.6	3.0%	*
Other S. & Cent. America	0.2	0.1	0.1	2.0	0.1	*	15.5
Total S. & Cent. America	5.4	7.0	7.5	268.3	7.6	4.1%	42.8
Azerbaijan	n/a	0.9	0.9	31.5	0.9	0.5%	57.1
Denmark	0.1	0.1	0.0	1.3	0.0	*	5.9
Germany	0.2	0.2	0.1	2.0	0.1	*	6.1
Italy	0.3	0.2	0.1	1.9	0.1	*	7.0
Kazakhstan	n/a	1.3	1.3	45.7	1.3	0.7%	65.6
Netherlands	1.7	1.4	1.0	36.7	1.0	0.6%	16.3
Norway	1.4	2.1	2.1	73.8	2.1	1.1%	18.2
Poland	0.2	0.1	0.1	4.2	0.1	0.1%	28.3
Romania	0.5	0.3	0.1	3.6	0.1	0.1%	9.3
Russian Federation	n/a	29.8	32.9	1162.5	32.9	17.6%	55.6
Turkmenistan	n/a	2.3	17.5	618.1	17.5	9.3%	*
Ukraine	n/a	0.7	0.7	22.7	0.6	0.3%	34.6
United Kingdom	0.6	1.0	0.2	8.7	0.2	0.1%	6.0
Uzbekistan	n/a	1.2	1.1	39.7	1.1	0.6%	19.7
Other Europe & Eurasia	34.7	0.4	0.3	10.1	0.3	0.2%	29.2
Total Europe & Eurasia	39.6	42.1	58.4	2062.5	58.4	31.2%	56.4
Bahrain	0.2	0.1	0.2	7.0	0.2	0.1%	14.0
Iran	20.7	26.7	33.6	1187.3	33.6	18.0%	*
Iraq	3.1	3.2	3.6	126.7	3.6	1.9%	*
Kuwait	1.5	1.6	1.8	63.0	1.8	1.0%	*
Oman	0.2	0.9	0.9	33.5	0.9	0.5%	32.8
Qatar	6.7	25.8	25.0	885.1	25.1	13.4%	*
Saudi Arabia	5.2	6.6	8.2	290.8	8.2	4.4%	80.1
Syria	0.2	0.3	0.3	10.1	0.3	0.2%	37.5
United Arab Emirates	5.8	6.1	6.1	215.1	6.1	3.3%	*
Yemen	0.4	0.5	0.5	16.9	0.5	0.3%	63.1
Other Middle East	0.0	0.1	0.2	7.3	0.2	0.1%	78.0
Total Middle East	44.0	71.8	80.4	2842.9	80.5	43.0%	*
Algeria	3.7	4.5	4.5	159.1	4.5	2.4%	55.3
Egypt	0.4	1.7	2.2	72.0	2.0	1.1%	33.5
Libya	1.3	1.5	1.5	54.6	1.5	0.8%	*
Nigeria	3.7	5.0	5.2	182.0	5.2	2.8%	*
Other Africa	0.8	1.1	1.3	44.3	1.3	0.7%	68.1
Total Africa	9.9	13.8	14.7	512.0	14.5	7.7%	67.1
Australia	1.0	2.5	3.8	132.8	3.8	2.0%	76.6
Bangladesh	0.3	0.3	0.3	6.5	0.2	0.1%	8.4
Brunei	0.4	0.3	0.3	10.2	0.3	0.2%	22.9
China	1.4	1.3	3.1	109.3	3.1	1.7%	28.9
India	0.7	0.8	1.3	47.0	1.3	0.7%	33.1
Indonesia	1.8	2.6	3.0	103.3	2.9	1.6%	41.2
Malaysia	1.7	2.5	1.2	46.8	1.3	0.7%	20.3
Myanmar	0.3	0.4	0.2	7.8	0.2	0.1%	17.4
Pakistan	0.6	0.8	0.7	22.7	0.6	0.3%	15.5
Papua New Guinea	0.4	0.4	0.4	15.6	0.4	0.2%	*
Thailand	0.2	0.4	0.3	10.1	0.3	0.2%	6.9
Vietnam	0.1	0.2	0.6	21.8	0.6	0.3%	65.6
Other Asia Pacific	0.3	0.4	0.3	11.8	0.3	0.2%	18.6
Total Asia Pacific	9.4	13.0	15.5	545.6	15.5	8.2%	31.5
Total World	117.6	154.9	187.8	6614.1	187.3	100.0%	55.7
of which: OECD	15.2	15.4	19.0	658.4	18.6	10.0%	15.4
Non-OECD	102.4	139.5	168.8	5955.7	168.6	90.0%	78.4
European Union	3.8	3.4	1.8	61.7	1.7	0.9%	11.7
Former Soviet Union	34.3	36.4	54.5	1924.1	54.5	29.1%	71.0

* More than 100 years.

* Less than 0.05%.

n/a not available.

Notes: Proved reserves of natural gas – Generally taken to be those quantities that geological and engineering information indicates with reasonable certainty can be recovered in the future from known reservoirs under existing economic and operating conditions.

Reserves-to-production (R/P) ratio – If the reserves remaining at the end of any year are divided by the production in that year, the result is the length of time that those remaining reserves would last if production were to continue at that rate.

Source of data – The estimates in this table have been compiled using a combination of primary official sources and third-party data from Cadigaz and the OPEC Secretariat.

Tabla 36.- BP 2012 - Reservas probadas de gas natural

BP. 'Statistical Review of World Energy'. (Junio 2013).

http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

Prices

US dollars per million Btu	LNG Japan cif	Natural gas				Canada (Alberta)‡	Crude oil OECD countries cif
		Average German Import Price*	(Heren NBP Index)†	US Henry Hub‡	UK		
1985	5.23	4.25	—	—	—	—	4.75
1986	4.10	3.93	—	—	—	—	2.57
1987	3.35	2.55	—	—	—	—	3.09
1988	3.34	2.22	—	—	—	—	2.56
1989	3.28	2.00	—	1.70	—	—	3.01
1990	3.64	2.78	—	1.64	1.05	—	3.82
1991	3.99	3.19	—	1.49	0.89	—	3.33
1992	3.62	2.69	—	1.77	0.98	—	3.19
1993	3.52	2.50	—	2.12	1.69	—	2.82
1994	3.18	2.35	—	1.92	1.45	—	2.70
1995	3.46	2.39	—	1.69	0.89	—	2.96
1996	3.66	2.46	1.87	2.76	1.12	—	3.54
1997	3.91	2.64	1.96	2.53	1.36	—	3.29
1998	3.05	2.32	1.86	2.08	1.42	—	2.16
1999	3.14	1.88	1.58	2.27	2.00	—	2.98
2000	4.72	2.89	2.71	4.23	3.75	—	4.83
2001	4.64	3.66	3.17	4.07	3.61	—	4.08
2002	4.27	3.23	2.37	3.33	2.57	—	4.17
2003	4.77	4.06	3.33	5.63	4.83	—	4.89
2004	5.18	4.32	4.46	5.85	5.03	—	6.27
2005	6.05	5.88	7.38	8.79	7.25	—	8.74
2006	7.14	7.85	7.87	6.76	5.83	—	10.66
2007	7.73	8.03	6.01	6.95	6.17	—	11.95
2008	12.55	11.56	10.79	8.85	7.99	—	16.76
2009	9.06	8.52	4.85	3.89	3.38	—	10.41
2010	10.91	8.01	6.56	4.39	3.69	—	13.47
2011	14.73	10.48	9.04	4.01	3.47	—	18.55
2012	16.75	11.03	9.46	2.76	2.27	—	18.82

*Source: 1984-1990 German Federal Statistical Office, 1991-2012 German Federal Office of Economics and Export Control (BAFA).

†Source: ICIS Heren Energy Ltd.

‡Source: Energy Intelligence Group, *Natural Gas Week*.

Tabla 37.- Evolución anual de precios del gas natural por mercados

BP. 'Statistical Review of World Energy'. (Junio 2013).

http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

Trade movements 2012 by pipeline

To	From																Total imports						
	US	Canada	Mexico	Bolivia	Other S. & Cent. America	Netherlands	Norway	United Kingdom	Other Europe	Kazakhstan	Russian Federation	Turkmenistan	Other Former Soviet Union	Iran	Qatar	Algeria		Libya	Other Africa	Indonesia	Myanmar	Other Asia Pacific	
US	-	83.8	f	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83.8
Canada	27.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.5
Mexico	17.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.6
North America	45.1	83.8	f	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	128.9
Argentina	-	-	-	4.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.5
Brazil	-	-	-	10.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.1
Other S. & Cent. America	-	-	-	-	2.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.3
S. & Cent. America	-	-	-	14.6	2.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.9
Austria	-	-	-	-	-	-	1.3	1.6	-	4.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.6
Belgium	-	-	-	-	-	5.2	9.0	4.6	-	7.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.2
Czech Republic	-	-	-	-	-	-	3.4	-	-	6.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0
Finland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.1
France	-	-	-	-	-	9.4	17.9	0.4	-	7.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.0
Germany	-	-	-	-	-	25.3	30.8	0.8	-	30.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86.8
Greece	-	-	-	-	-	-	-	0.6	-	2.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9
Hungary	-	-	-	-	-	-	-	1.1	-	4.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.9
Ireland	-	-	-	-	-	-	-	5.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.3
Italy	-	-	-	-	-	6.8	6.3	5.9	-	13.6	-	-	-	-	20.6	6.5	-	-	-	-	-	-	59.7
Netherlands	-	-	-	-	-	-	8.0	2.1	-	2.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.5
Poland	-	-	-	-	-	-	-	2.0	-	9.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.9
Slovakia	-	-	-	-	-	-	-	0.3	-	3.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.1
Slovenia	-	-	-	-	-	-	2.3	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.0
Spain	-	-	-	-	-	-	-	0.7	-	-	-	-	-	-	10.2	-	-	-	-	-	-	-	10.9
Turkey	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.5	-	2.9	7.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.9
United Kingdom	-	-	-	-	-	7.3	26.8	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.4
Other Europe	-	-	-	-	-	0.6	0.8	7.4	-	10.9	-	-	-	-	1.9	-	-	-	-	-	-	-	21.5
Europe	-	-	-	-	-	54.5	106.6	12.0	24.4	130.0	-2.9	7.5	-	32.8	6.5	-	-	-	-	-	-	-	377.2
Belarus	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.3
Russian Federation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.0	9.9	8.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.8
Ukraine	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9	0.9	3.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.8
Other Former Soviet Union	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	7.9	0.9	3.9	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	14.0
Former Soviet Union	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.3	56.0	10.8	12.9	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	91.9
Iran	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.0	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.4
United Arab Emirates	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.3	-	-	-	-	-	-	-	-	17.3
Other Middle East	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	-	-	0.6	-	-	-	-	-	2.5
Middle East	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.0	0.4	-	19.2	-	-	0.6	-	-	-	-	-	29.2
South Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.6	-	-	-	-	3.6
Other Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	-	0.4	-	-	-	-	-	2.4
Africa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	-	4.0	-	-	-	-	-	6.0
Australia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.9	-	10.9
China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.3	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.5
China Hong Kong SAR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.8	-	2.8
Malaysia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.3	-	-	-	-	2.3
Singapore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.9	-	-	-	-	7.9
Thailand	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.5	-	-	8.5
Asia Pacific	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.3	0.2	-	-	-	-	-	10.2	8.5	15.1	-	-	55.5
Total exports	45.1	83.8	f	14.6	2.3	54.5	106.6	12.0	24.4	11.3	185.9	41.1	16.3	8.4	19.2	34.8	6.5	4.6	10.2	8.5	15.4	-	705.5

Less than 0.05.

Source: Includes data from Cedgaz, CISStat, IHS CERA.

Trade movements 2012 – liquefied natural gas

To	From																Total imports						
	US*	Brazil*	Trinidad & Tobago	Peru	Norway	Other Europe*	Russian Federation	Oman	Qatar	United Arab Emirates	Yemen	Algeria	Egypt	Equatorial Guinea	Nigeria	Australia		Brunei	Indonesia	Malaysia			
US	-	-	3.2	-	0.2	-	-	-	1.0	-	0.6	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.9
Canada	-	-	0.8	-	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8
Mexico	f	-	0.2	1.2	-	-	-	-	1.7	-	0.4	-	-	-	-	-	-	0.3	-	-	-	-	4.8
North America	f	-	4.2	1.2	0.2	-	-	-	3.6	-	0.9	-	0.1	-	1.1	-	-	0.3	-	-	-	-	11.6
Argentina	-	0.4	3.7	-	0.2	0.7	-	-	0.1	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.2
Brazil	0.2	-	0.8	-	0.2	0.4	-	-	1.1	-	-	-	-	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2
Chile	-	-	3.1	-	0.1	-	-	-	-	-	0.3	-	0.3	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	4.1
Other S. & Cent. America	-	-	2.4	-	0.1	-	-	-	0.2	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	2.8
S. & Cent. America	0.2	0.4	10.1	-	0.6	1.1	-	-	1.3	-	0.3	-	0.3	0.4	0.5	-	-	-	-	-	-	-	15.2
Belgium	-	-	-	-	-	-	-	-	4.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.5
France	-	-	-	-	0.2	-	-	-	1.8	-	-	-	4.8	0.9	-	2.7	-	-	-	-	-	-	10.3
Italy	-	-	-	-	0.1	0.1	-	-	5.8	-	-	-	1.0	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	7.1
Spain	-	-	2.5	2.6	1.7	0.7	-	-	4.3	-	-	-	3.6	0.7	-	5.4	-	-	-	-	-	-	21.4
Turkey	-	-	-	-	0.2	0.2	-	-	1.2	-	-	-	4.1	0.5	-	1.5	-	-	-	-	-	-	7.7
United Kingdom	-	-	-	-	0.2	-	-	-	13.3	-	-	-	0.1	f	-	-	-	-	-	-	-	-	13.7
Other Europe & Eurasia	0.1	-	0.2	-	0.8	0.2	-	-	0.2	-	-	-	0.8	0.2	0.1	2.0	-	-	-	-	-	-	4.5
Europe & Eurasia	0.1	-	2.6	2.6	3.1	1.1	-	-	31.1	-	-	14.4	2.4	0.1	11.6	-	-	-	-	-	-	-	69.3
Middle East	-	-	0.4	-	0.2	-	-	-	2.9	0.1	-	-	0.2	-	0.8	0.1	-	-	-	-	-	-	4.6
China	-	-	0.2	-	-	-	0.5	-	0.1	6.8	-	0.8	0.1	0.4	-	0.4	-	4.8	-				

Consumption by fuel

Million tonnes oil equivalent	2011							2012						
	Oil	Natural gas	Coal	Nuclear energy	Hydro-electricity	Renewables	Total	Oil	Natural gas	Coal	Nuclear energy	Hydro-electricity	Renewables	Total
US	837.0	626.5	495.5	188.2	73.0	45.0	2265.2	819.9	654.0	437.8	183.2	63.2	50.7	2208.8
Canada	105.0	90.8	22.3	21.4	85.2	3.9	328.6	104.3	90.6	21.9	21.7	86.0	4.3	328.8
Mexico	90.3	69.0	8.9	2.3	8.1	2.0	180.5	92.6	75.3	8.8	2.0	7.1	2.0	187.7
Total North America	1032.3	786.2	526.7	211.9	166.3	50.9	2774.3	1016.8	820.0	468.5	206.9	156.3	57.0	2725.4
Argentina	27.5	41.1	0.9	1.3	9.0	0.5	80.4	28.2	42.6	1.0	1.4	8.4	0.6	82.1
Brazil	122.2	24.0	14.1	3.5	96.9	9.0	269.7	125.6	26.2	13.5	3.6	94.5	11.2	274.7
Chile	17.5	4.8	5.3	-	4.7	0.9	33.3	17.9	5.4	6.7	-	4.6	0.9	35.5
Colombia	12.5	8.0	4.3	-	10.9	0.2	35.9	12.7	8.9	4.0	-	10.8	0.2	36.5
Ecuador	10.5	0.5	-	-	2.5	0.1	13.6	11.0	0.6	-	-	2.8	0.1	14.4
Peru	9.2	5.5	0.7	-	4.9	0.2	20.6	9.6	6.7	0.8	-	5.0	0.2	22.3
Trinidad & Tobago	1.6	20.8	-	-	-	-	22.4	1.6	19.5	-	-	-	-	21.2
Venezuela	35.8	30.0	0.2	-	18.8	-	84.7	36.6	31.4	0.2	-	18.6	-	86.8
Other S. & Cent. America	58.7	6.0	2.0	-	20.1	2.1	89.0	59.0	7.1	2.0	-	21.1	2.4	91.8
Total S. & Cent. America	295.4	140.8	27.6	4.9	167.9	13.0	649.5	302.2	148.6	28.2	5.0	165.7	15.6	665.3
Austria	12.6	8.5	2.6	-	6.8	1.5	32.0	12.4	8.1	2.0	-	8.9	1.6	33.1
Azerbaijan	4.0	7.3	-	-	0.6	-	11.9	4.2	7.6	-	-	0.4	-	12.2
Belarus	9.0	16.5	-	-	-	0.1	25.6	9.1	16.7	-	-	-	0.1	25.9
Belgium	32.3	14.9	3.3	10.9	-	2.2	63.7	30.6	15.2	3.0	9.1	0.1	2.6	60.6
Bulgaria	3.8	2.6	8.1	3.7	0.7	0.2	19.1	3.8	2.5	7.0	3.6	0.7	0.3	17.9
Czech Republic	9.0	7.6	18.0	6.4	0.6	1.2	42.8	9.1	7.4	16.6	6.9	0.7	1.3	41.9
Denmark	8.1	3.8	3.2	-	-	3.2	18.3	7.6	3.5	2.5	-	-	3.4	17.0
Finland	9.7	3.1	3.4	5.3	2.8	2.6	26.9	9.1	2.8	2.9	5.3	3.8	2.6	26.4
France	83.7	36.8	9.5	100.0	10.3	4.4	244.7	80.9	38.2	11.4	96.3	13.2	5.4	245.4
Germany	112.0	67.1	76.0	24.4	4.0	24.0	307.5	111.5	67.7	79.2	22.5	4.8	26.0	311.7
Greece	17.0	4.1	7.5	-	0.9	0.9	30.4	15.4	3.8	7.5	-	1.0	1.1	28.8
Hungary	6.4	9.4	3.0	3.5	0.1	0.6	23.0	6.0	8.8	3.0	3.6	-	0.6	21.9
Republic of Ireland	6.7	4.1	1.3	-	0.2	1.1	13.3	6.2	4.0	1.5	-	0.2	1.0	13.0
Italy	70.5	64.2	16.1	-	10.4	8.4	169.6	64.2	61.8	16.2	-	9.4	10.9	162.5
Kazakhstan	11.6	8.3	34.0	-	1.8	-	55.7	12.8	8.5	35.0	-	1.8	-	58.1
Lithuania	2.6	3.1	0.2	-	0.1	0.1	6.1	2.6	3.0	0.2	-	0.1	0.2	6.0
Netherlands	46.1	34.3	7.8	0.9	-	2.8	91.9	44.1	32.8	8.5	0.9	-	2.7	89.1
Norway	10.6	3.9	0.7	-	27.6	0.4	43.2	10.8	3.9	0.7	-	32.3	0.5	48.1
Poland	26.6	14.1	56.1	-	0.5	2.4	99.8	25.1	14.9	54.0	-	0.5	3.1	97.6
Portugal	11.6	4.7	2.2	-	2.8	2.8	24.1	10.9	4.2	2.9	-	-	1.5	22.7
Romania	9.1	12.5	7.3	2.7	3.4	0.3	35.4	8.8	12.1	6.7	2.6	2.8	0.6	33.6
Russian Federation	143.5	382.1	93.7	39.1	37.9	0.1	696.5	147.5	374.6	93.9	40.3	37.8	0.1	694.2
Slovakia	3.9	4.6	3.3	3.5	0.9	0.2	16.5	3.5	5.4	3.2	3.5	1.0	0.3	16.9
Spain	68.5	29.0	15.5	13.1	6.9	12.6	145.6	63.8	28.2	19.3	13.9	4.6	14.9	144.8
Sweden	14.5	1.1	2.0	13.8	15.1	4.0	50.5	13.8	1.0	1.5	14.6	17.8	4.2	52.9
Switzerland	11.0	2.7	0.1	6.1	7.2	0.4	27.5	11.2	2.9	0.1	5.8	8.6	0.4	29.0
Turkey	30.7	41.2	33.1	-	11.8	1.3	118.1	31.5	41.7	31.3	-	13.1	1.6	119.2
Turkmenistan	4.7	22.5	-	-	-	-	27.1	4.8	20.9	-	-	-	-	25.8
Ukraine	12.9	48.3	41.5	20.4	2.4	-	125.6	13.2	44.6	44.6	20.4	2.4	0.1	125.3
United Kingdom	71.1	74.5	31.5	15.6	1.3	6.6	200.5	68.5	70.5	39.1	15.9	1.2	8.4	203.6
Uzbekistan	3.8	44.2	1.2	-	2.3	-	51.6	3.9	43.1	1.2	-	2.3	-	50.5
Other Europe & Eurasia	32.8	14.2	22.5	2.0	19.5	1.4	92.4	32.8	14.5	22.2	1.8	19.8	1.7	92.7
Total Europe & Eurasia	900.3	996.2	504.6	271.5	179.0	65.9	2936.6	879.8	975.0	516.9	268.9	190.8	99.1	2928.5
Iran	86.6	138.2	0.9	-	2.2	-	227.0	89.6	140.5	0.9	0.3	2.9	-	234.2
Israel	11.5	4.5	7.9	-	-	0.1	24.0	13.6	2.3	8.8	-	-	0.1	24.8
Kuwait	20.4	15.3	-	-	-	-	35.7	20.9	15.5	-	-	-	-	36.4
Qatar	7.8	19.7	-	-	-	-	27.5	8.0	23.5	-	-	-	-	31.6
Saudi Arabia	124.4	83.0	-	-	-	-	207.5	129.7	92.5	-	-	-	-	222.2
United Arab Emirates	31.8	56.2	-	-	-	-	88.1	32.6	56.6	-	-	-	-	89.3
Other Middle East	77.1	38.3	0.2	-	2.1	-	117.7	81.4	39.6	0.2	-	2.2	-	123.5
Total Middle East	358.7	355.3	9.0	-	4.3	0.1	727.4	375.8	370.6	9.9	0.3	5.1	0.1	761.9
Algeria	15.5	25.1	-	-	0.1	-	40.7	16.7	27.8	-	-	0.1	0.1	44.6
Egypt	33.7	44.7	1.1	-	2.9	0.3	82.7	35.2	47.3	1.1	-	3.0	0.3	87.1
South Africa	26.2	3.5	89.1	2.9	0.4	0.1	122.2	26.9	3.4	89.8	3.2	0.4	0.1	123.8
Other Africa	82.7	29.3	6.5	-	19.0	0.9	138.4	87.7	32.0	6.6	-	20.6	0.9	147.8
Total Africa	158.0	102.6	96.7	2.9	22.5	1.3	384.0	166.5	110.5	97.5	3.2	24.1	1.4	403.3
Australia	46.1	23.0	51.7	-	3.4	2.2	126.5	46.7	22.9	49.3	-	4.1	2.8	125.7
Bangladesh	5.3	18.1	0.7	-	0.4	-	24.4	5.6	19.6	0.7	-	0.4	-	26.3
China	459.4	117.5	1760.8	19.5	158.2	25.4	2540.8	483.7	129.5	1873.3	22.0	194.8	31.9	2735.2
China Hong Kong SAR	18.1	2.7	7.7	-	-	-	28.6	17.9	2.5	7.6	-	-	-	28.1
India	163.0	55.0	270.6	7.3	29.8	9.2	534.8	171.6	49.1	298.3	7.5	26.2	10.9	563.5
Indonesia	71.1	33.5	48.9	-	2.8	2.2	158.6	71.6	32.2	50.4	-	2.9	2.2	159.4
Japan	204.7	95.0	117.7	36.9	19.4	7.5	481.1	218.2	105.1	124.4	4.1	16.3	8.2	478.2
Malaysia	29.1	28.8	14.8	-	1.9	0.3	74.9	29.8	30.0	14.3	-	1.8	0.3	76.3
New Zealand	7.0	3.5	1.4	-	5.7	2.0	19.5	7.0	3.8	1.7	-	5.2	2.0	19.6
Pakistan	20.8	35.2	4.3	0.9	6.9	-	68.1	20.0	37.3	4.3	1.3	6.4	-	69.3
Philippines	12.8	3.2	8.3	-	2.2	2.3	28.8	13.0	3.1	9.4	-	2.5	2.3	30.2
Singapore	65.7	7.9	-	-	-	0.3	73.9	66.2	7.5	-	-	-	0.3	74.0
South Korea	105.8	41.7	83.6	35.0	1.0	0.7	267.8	108.8	45.0	81.8	34.0	0.7	0.8	271.1
Taiwan	42.8	14.0	41.5	9.5	0.9	1.2	109.8	42.2	14.7	41.1	9.1	1.2	1.1	109.4
Thailand	50.5	41.9	16.0	-	1.8	0.9	111.1	52.4	46.1	16.0	-	2.0	1.2	117.6
Vietnam	16.5	7.6	15.0	-	9.3	-	48.4	16.6	8.5	14.9	-	11.9	-	52.0
Other Asia Pacific	18.0	5.6	21.2	-	11.2	0.1	56.1	18.3	5.6	21.6	-	10.7	0.1	56.3
Total Asia Pacific	1336.6	534.2	2464.2	109.1	254.7	54.4	4753.2	1389.4	562.5	2609.1	78.1	289.0	64.1	4992.2
Total World	4081.4	2914.2	3628.8	600.4	794.7	205.6	12225.0	4130.5	2987.1	3730.1	560.4	831.1	237.4	12476.6
of which: OECD	2095.2	1394.6	1096.1	488.9	314.5	149.1	5538.3	2072.8	1433.6	1053.1	444.5	315.6	169.2	5488.8
Non-OECD	1986.2	1519.6	2532.7	111.5										

	Energy demand (Mtoe)							Shares (%)		CAAGR (%)
	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2010	2035	2010-35
TPED	8 779	12 730	13 989	14 922	15 675	16 417	17 197	100	100	1.2
Coal	2 231	3 474	3 945	4 082	4 131	4 180	4 218	27	25	0.8
Oil	3 230	4 113	4 352	4 457	4 521	4 578	4 656	32	27	0.5
Gas	1 668	2 740	2 993	3 266	3 536	3 820	4 106	22	24	1.6
Nuclear	526	719	751	898	1 003	1 073	1 138	6	7	1.9
Hydro	184	295	340	388	423	458	488	2	3	2.0
Bioenergy	903	1 277	1 408	1 532	1 642	1 755	1 881	10	11	1.6
Other renewables	36	112	200	299	418	554	710	1	4	7.7
Power generation	2 986	4 839	5 409	5 912	6 336	6 768	7 226	100	100	1.6
Coal	1 226	2 249	2 565	2 669	2 699	2 733	2 758	46	38	0.8
Oil	377	275	262	217	185	159	145	6	2	-2.5
Gas	581	1 102	1 179	1 281	1 397	1 527	1 657	23	23	1.6
Nuclear	526	719	751	898	1 003	1 073	1 138	15	16	1.9
Hydro	184	295	340	388	423	458	488	6	7	2.0
Bioenergy	59	109	146	205	268	337	423	2	6	5.6
Other renewables	32	90	166	254	361	481	618	2	9	8.0
Other energy sector	911	1 396	1 519	1 578	1 626	1 676	1 730	100	100	0.9
Electricity	183	306	348	381	412	443	475	22	27	1.8
TFC	6 275	8 678	9 565	10 223	10 742	11 241	11 750	100	100	1.2
Coal	773	853	970	982	984	983	976	10	8	0.5
Oil	2 593	3 557	3 813	3 984	4 108	4 219	4 336	41	37	0.8
Gas	942	1 329	1 464	1 612	1 740	1 864	1 993	15	17	1.6
Electricity	833	1 537	1 802	2 047	2 255	2 463	2 676	18	23	2.2
Heat	333	278	293	303	305	305	305	3	3	0.4
Bioenergy	795	1 103	1 188	1 250	1 294	1 335	1 373	13	12	0.9
Other renewables	4	22	33	45	57	72	91	0	1	5.9
Industry	1 809	2 421	2 790	3 035	3 203	3 355	3 497	100	100	1.5
Coal	476	676	784	799	809	818	822	28	23	0.8
Oil	324	321	345	356	358	357	354	13	10	0.4
Gas	358	463	521	600	655	702	748	19	21	1.9
Electricity	380	638	779	890	972	1 052	1 133	26	32	2.3
Heat	151	126	135	138	136	134	131	5	4	0.1
Bioenergy	119	196	224	251	273	292	309	8	9	1.8
Other renewables	0	0	1	1	1	1	1	0	0	2.7
Transport	1 568	2 377	2 596	2 778	2 935	3 093	3 272	100	100	1.3
Oil	1 472	2 201	2 379	2 517	2 626	2 732	2 850	93	87	1.0
Of which: Bunkers	199	354	366	392	414	440	470	15	14	1.1
Electricity	21	24	31	36	41	48	57	1	2	3.5
Biofuels	6	59	84	111	139	171	206	2	6	5.2
Other fuels	69	93	102	115	129	142	159	4	5	2.2
Buildings	2 243	2 910	3 121	3 302	3 452	3 599	3 748	100	100	1.0
Coal	240	124	130	124	115	105	96	4	3	-1.0
Oil	330	329	333	327	318	308	300	11	8	-0.4
Gas	431	616	661	711	757	807	856	21	23	1.3
Electricity	401	831	939	1 062	1 174	1 287	1 402	29	37	2.1
Heat	172	148	154	160	165	168	170	5	5	0.6
Bioenergy	665	841	872	877	870	857	840	29	22	-0.0
Other renewables	4	21	32	42	53	67	85	1	2	5.8
Other	655	970	1 057	1 107	1 152	1 194	1 232	100	100	1.0

Tabla 40.- World: New Policies Scenario

Agencia Internacional de la Energía (EIA). 'World Energy Outlook 2012 (WEO2012)'. (2013).

	Energy demand (Mtoe)						Shares (%)		CAAGR (%)	
	2020	2030	2035	2020	2030	2035	2035		2010-35	
	Current Policies Scenario			450 Scenario			CPS	450	CPS	450
TPED	15 332	17 499	18 676	14 176	14 453	14 793	100	100	1.5	0.6
Coal	4 417	5 115	5 523	3 569	2 580	2 337	30	16	1.9	-1.6
Oil	4 542	4 855	5 053	4 282	3 908	3 682	27	25	0.8	-0.4
Gas	3 341	3 999	4 380	3 078	3 278	3 293	23	22	1.9	0.7
Nuclear	886	1 013	1 019	939	1 360	1 556	5	11	1.4	3.1
Hydro	377	435	460	401	500	539	2	4	1.8	2.4
Bioenergy	1 504	1 664	1 741	1 568	2 003	2 235	9	15	1.2	2.3
Other renewables	265	419	501	340	823	1 151	3	8	6.2	9.8
Power generation	6 173	7 432	8 136	5 455	5 640	5 982	100	100	2.1	0.9
Coal	2 951	3 539	3 896	2 232	1 294	1 069	48	18	2.2	-2.9
Oil	229	180	173	194	111	91	2	2	-1.8	-4.3
Gas	1 306	1 609	1 808	1 178	1 204	1 126	22	19	2.0	0.1
Nuclear	886	1 013	1 019	939	1 360	1 556	13	26	1.4	3.1
Hydro	377	435	460	401	500	539	6	9	1.8	2.4
Bioenergy	198	293	346	221	438	577	4	10	4.7	6.9
Other renewables	226	362	434	291	733	1 025	5	17	6.5	10.2
Other energy sector	1 616	1 786	1 885	1 504	1 471	1 459	100	100	1.2	0.2
Electricity	396	488	538	354	372	384	29	26	2.3	0.9
TFC	10 427	11 805	12 518	9 843	10 227	10 390	100	100	1.5	0.7
Coal	1 025	1 075	1 090	925	870	846	9	8	1.0	-0.0
Oil	4 055	4 472	4 705	3 842	3 626	3 457	38	33	1.1	-0.1
Gas	1 654	1 937	2 080	1 542	1 695	1 779	17	17	1.8	1.2
Electricity	2 115	2 650	2 933	1 926	2 195	2 347	23	23	2.6	1.7
Heat	312	328	333	288	270	262	3	3	0.7	-0.2
Bioenergy	1 228	1 287	1 310	1 270	1 482	1 573	10	15	0.7	1.4
Other renewables	39	56	66	49	90	126	1	1	4.5	7.3
Industry	3 137	3 594	3 807	2 904	3 108	3 194	100	100	1.8	1.1
Coal	830	888	913	751	724	713	24	22	1.2	0.2
Oil	368	379	381	340	338	332	10	10	0.7	0.1
Gas	626	753	812	590	682	721	21	23	2.3	1.8
Electricity	924	1 147	1 260	838	945	994	33	31	2.8	1.8
Heat	142	144	145	134	118	113	4	4	0.5	-0.4
Bioenergy	247	282	295	250	298	316	8	10	1.6	1.9
Other renewables	1	1	1	1	3	5	0	0	2.7	9.5
Transport	2 799	3 247	3 515	2 700	2 720	2 699	100	100	1.6	0.5
Oil	2 553	2 924	3 145	2 424	2 234	2 086	89	77	1.4	-0.2
Of which: Bunkers	394	451	486	382	399	406	14	15	1.3	0.6
Electricity	35	45	52	37	68	107	1	4	3.1	6.2
Biofuels	98	142	170	128	287	358	5	13	4.4	7.5
Other fuels	113	136	148	111	131	148	4	5	1.9	1.9
Buildings	3 367	3 745	3 931	3 140	3 220	3 283	100	100	1.2	0.5
Coal	135	125	115	116	89	76	3	2	-0.3	-2.0
Oil	337	329	324	307	258	239	8	7	-0.1	-1.3
Gas	726	831	886	658	676	692	23	21	1.5	0.5
Electricity	1 093	1 378	1 530	991	1 109	1 166	39	36	2.5	1.4
Heat	166	179	184	151	148	144	5	4	0.9	-0.1
Bioenergy	873	851	831	872	857	850	21	26	-0.0	0.0
Other renewables	36	52	61	46	82	115	2	4	4.4	7.1
Other	1 125	1 221	1 266	1 099	1 179	1 215	100	100	1.1	0.9

Tabla 41.- World: Current Policies and 450 Scenarios

Agencia Internacional de la Energía (EIA). 'World Energy Outlook 2012 (WEO2012)'. (2013).

	Electricity generation (TWh)							Shares (%)		CAAGR (%)
	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2010	2035	2010-35
Total generation	11 819	21 408	24 996	28 235	31 007	33 789	36 637	100	100	2.2
Coal	4 426	8 687	10 242	10 897	11 212	11 565	11 908	41	33	1.3
Oil	1 336	1 000	967	787	679	601	555	5	2	-2.3
Gas	1 727	4 760	5 374	6 108	6 920	7 723	8 466	22	23	2.3
Nuclear	2 013	2 756	2 881	3 443	3 847	4 114	4 366	13	12	1.9
Hydro	2 144	3 431	3 950	4 513	4 924	5 323	5 677	16	15	2.0
Bioenergy	131	331	474	696	926	1 179	1 487	2	4	6.2
Wind	4	342	808	1 272	1 719	2 187	2 681	2	7	8.6
Geothermal	36	68	93	131	190	253	315	0	1	6.3
Solar PV	0	32	183	332	490	664	846	0	2	14.0
CSP	1	2	21	50	86	152	278	0	1	23.0
Marine	1	1	3	5	12	27	57	0	0	20.4

	Electrical capacity (GW)							Shares (%)		CAAGR (%)
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2010	2035	2010-35	
Total capacity	5 183	6 347	7 162	7 861	8 588	9 345	100	100	2.4	
Coal	1 649	2 012	2 119	2 171	2 250	2 327	32	25	1.4	
Oil	435	428	354	301	261	245	8	3	-2.3	
Gas	1 351	1 639	1 845	2 039	2 234	2 419	26	26	2.4	
Nuclear	394	422	474	519	551	583	8	6	1.6	
Hydro	1 033	1 184	1 348	1 467	1 583	1 684	20	18	2.0	
Bioenergy	72	98	135	170	208	252	1	3	5.1	
Wind	198	390	586	760	924	1 098	4	12	7.1	
Geothermal	11	14	20	29	38	46	0	0	5.8	
Solar PV	38	153	266	378	491	602	1	6	11.7	
CSP	1	6	14	24	40	72	0	1	17.6	
Marine	0	1	1	3	7	15	0	0	17.3	

	CO ₂ emissions (Mt)							Shares (%)		CAAGR (%)
	1990	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2010	2035	2010-35
Total CO₂	20 980	30 190	33 185	34 560	35 403	36 197	37 037	100	100	0.8
Coal	8 335	13 105	14 901	15 350	15 391	15 360	15 287	43	41	0.6
Oil	8 836	10 893	11 546	11 863	12 080	12 292	12 573	36	34	0.6
Gas	3 808	6 192	6 738	7 347	7 932	8 545	9 176	21	25	1.6
Power generation	7 481	12 495	13 849	14 338	14 545	14 738	14 951	100	100	0.7
Coal	4 918	9 040	10 253	10 643	10 684	10 664	10 623	72	71	0.6
Oil	1 204	870	831	692	589	506	461	7	3	-2.5
Gas	1 359	2 585	2 765	3 003	3 272	3 569	3 868	21	26	1.6
TFC	12 486	16 127	17 642	18 501	19 116	19 687	20 272	100	100	0.9
Coal	3 278	3 769	4 308	4 362	4 361	4 351	4 321	23	21	0.5
Oil	7 075	9 367	10 044	10 507	10 835	11 135	11 462	58	57	0.8
<i>Transport</i>	<i>4 388</i>	<i>6 565</i>	<i>7 095</i>	<i>7 512</i>	<i>7 841</i>	<i>8 162</i>	<i>8 519</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>1.0</i>
<i>Of which: Bunkers</i>	<i>614</i>	<i>1 092</i>	<i>1 131</i>	<i>1 209</i>	<i>1 277</i>	<i>1 356</i>	<i>1 446</i>	<i>7</i>	<i>7</i>	<i>1.1</i>
Gas	2 133	2 992	3 290	3 632	3 920	4 201	4 490	19	22	1.6

Tabla 42.- World: New Policies Scenario

Agencia Internacional de la Energía (EIA). 'World Energy Outlook 2012 (WEO2012)'. (2013).

	Electricity generation (TWh)						Shares (%)		CAAGR (%)	
	2020	2030	2035	2020	2030	2035	2035		2010-35	
	Current Policies Scenario			450 Scenario			CPS	450	CPS	450
Total generation	29 194	36 492	40 364	26 497	29 841	31 748	100	100	2.6	1.6
Coal	12 048	15 015	16 814	9 105	5 483	4 364	42	14	2.7	-2.7
Oil	827	687	673	695	405	332	2	1	-1.6	-4.3
Gas	6 273	8 247	9 342	5 652	6 306	5 791	23	18	2.7	0.8
Nuclear	3 397	3 885	3 908	3 601	5 218	5 968	10	19	1.4	3.1
Hydro	4 390	5 055	5 350	4 658	5 816	6 263	13	20	1.8	2.4
Bioenergy	668	1 021	1 212	750	1 529	2 033	3	6	5.3	7.5
Wind	1 148	1 841	2 151	1 442	3 316	4 281	5	13	7.6	10.6
Geothermal	118	183	217	150	345	449	1	1	4.7	7.8
Solar PV	282	451	524	376	985	1 371	1	4	11.8	16.2
CSP	39	94	141	61	398	815	0	3	19.7	28.4
Marine	3	13	32	6	38	82	0	0	17.6	22.1

	Electrical capacity (GW)						Shares (%)		CAAGR (%)	
	2020	2030	2035	2020	2030	2035	2035		2010-35	
	Current Policies Scenario			450 Scenario			CPS	450	CPS	450
Total capacity	7 184	8 717	9 481	7 048	8 589	9 512	100	100	2.4	2.5
Coal	2 265	2 747	3 005	1 905	1 394	1 220	32	13	2.4	-1.2
Oil	359	276	265	345	230	205	3	2	-2.0	-3.0
Gas	1 861	2 308	2 544	1 765	2 036	2 148	27	23	2.6	1.9
Nuclear	476	526	524	495	699	796	6	8	1.1	2.9
Hydro	1 311	1 498	1 580	1 395	1 742	1 875	17	20	1.7	2.4
Bioenergy	128	183	211	143	264	338	2	4	4.4	6.4
Wind	527	781	890	655	1 337	1 658	9	17	6.2	8.9
Geothermal	18	27	32	23	51	65	0	1	4.2	7.3
Solar PV	227	341	384	303	720	966	4	10	9.7	13.8
CSP	11	25	38	17	107	219	0	2	14.6	22.9
Marine	1	3	8	2	10	22	0	0	14.7	19.1

	CO ₂ emissions (Mt)						Shares (%)		CAAGR (%)	
	2020	2030	2035	2020	2030	2035	2035		2010-35	
	Current Policies Scenario			450 Scenario			CPS	450	CPS	450
Total CO₂	36 281	41 177	44 090	31 449	24 861	22 055	100	100	1.5	-1.2
Coal	16 663	19 104	20 515	13 205	7 556	5 620	47	25	1.8	-3.3
Oil	12 100	13 129	13 788	11 355	10 291	9 645	31	44	0.9	-0.5
Gas	7 518	8 943	9 786	6 889	7 014	6 790	22	31	1.8	0.4
Power generation	15 556	18 329	20 112	12 183	6 696	4 704	100	100	1.9	-3.8
Coal	11 767	13 990	15 334	8 810	3 722	2 144	76	46	2.1	-5.6
Oil	728	575	551	620	356	292	3	6	-1.8	-4.3
Gas	3 061	3 764	4 227	2 754	2 618	2 268	21	48	2.0	-0.5
TFC	18 963	20 969	22 020	17 622	16 625	15 854	100	100	1.3	-0.1
Coal	4 536	4 733	4 792	4 074	3 557	3 220	22	20	1.0	-0.6
Oil	10 698	11 868	12 536	10 094	9 363	8 815	57	56	1.2	-0.2
Transport	7 617	8 732	9 396	7 234	6 684	6 251	43	39	1.4	-0.2
Of which: Bunkers	1 215	1 389	1 497	1 181	1 234	1 258	7	8	1.3	0.6
Gas	3 728	4 369	4 692	3 454	3 705	3 819	21	24	1.8	1.0

Tabla 43.- World: Current Policies and 450 Scenarios

Agencia Internacional de la Energía (EIA). 'World Energy Outlook 2012 (WEO2012)'. (2013).



WORLD		Energy Demand (Quadrillion BTUs)					Average Annual Change			% Change			Share of Total		
Regions	1990	2000	2010	2025	2040	2010-2025	2025-2040	2010-2040	2010-2025	2025-2040	2010-2040	2010	2025	2040	
World	360	415	525	633	692	1.2%	0.6%	0.9%	21%	9%	32%	100%	100%	100%	
OECD	189	224	227	234	224	0.2%	-0.3%	-0.1%	5%	-4%	-2%	43%	37%	32%	
Non OECD	171	191	298	400	469	2.0%	1.1%	1.5%	34%	17%	57%	57%	63%	68%	
Africa	17	22	26	44	60	2.9%	3.2%	2.6%	66%	30%	115%	5%	7%	9%	
Asia Pacific	91	126	206	267	301	1.6%	0.8%	1.3%	30%	12%	47%	30%	42%	43%	
China	33	44	100	132	138	1.7%	0.3%	1.0%	29%	4%	36%	10%	21%	20%	
India	13	19	28	48	61	3.3%	2.1%	2.7%	62%	37%	122%	9%	7%	9%	
Europe	74	79	81	82	78	0.1%	-0.3%	-0.1%	2%	-4%	-3%	15%	13%	11%	
European Union	68	72	73	73	69	0.0%	-0.4%	-0.2%	0%	-6%	-6%	14%	12%	10%	
Latin America	15	20	26	36	45	2.2%	1.5%	1.8%	30%	24%	73%	5%	6%	7%	
Middle East	11	18	30	42	51	2.3%	1.3%	1.8%	41%	21%	71%	6%	7%	7%	
North America	96	114	113	118	112	0.3%	-0.3%	0.0%	4%	-4%	-1%	22%	19%	16%	
United States	81	96	94	96	90	0.1%	-0.4%	-0.2%	2%	-6%	-6%	18%	16%	13%	
Russia/Caspian	15	18	19	22	22	0.2%	0.0%	0.1%	4%	-1%	3%	8%	7%	6%	
Energy by Type - World															
Primary	360	415	525	633	692	1.2%	0.6%	0.9%	21%	9%	32%	100%	100%	100%	
Oil	136	156	177	206	200	1.0%	0.4%	0.7%	18%	7%	24%	34%	32%	30%	
Gas	72	89	116	167	186	2.1%	1.1%	1.6%	37%	18%	62%	22%	25%	27%	
Coal	86	90	138	148	130	0.5%	-0.8%	-0.2%	7%	-12%	-6%	20%	23%	19%	
Nuclear	21	27	29	37	56	1.7%	2.7%	2.2%	29%	50%	94%	5%	6%	8%	
Biomass/Waste	36	41	48	53	53	0.5%	0.0%	0.3%	10%	0%	10%	9%	8%	8%	
Hydro	7	9	12	15	18	1.0%	1.2%	1.5%	3%	20%	58%	2%	2%	3%	
Other Renewables	1	3	7	17	30	6.4%	3.7%	5.0%	154%	73%	236%	1%	3%	4%	
End Use Sectors - World															
Residential/Commercial															
Total	87	96	116	136	145	1.1%	0.4%	0.7%	17%	8%	25%	100%	100%	100%	
Oil	13	16	15	15	16	0.3%	-0.3%	0.0%	5%	-4%	1%	13%	12%	11%	
Gas	18	21	25	30	37	1.3%	0.4%	0.9%	21%	7%	25%	22%	22%	22%	
Coal	8	4	5	4	7	-1.7%	-4.0%	-2.5%	-23%	-60%	-50%	4%	3%	1%	
Electricity	16	23	32	47	59	2.6%	1.6%	2.1%	47%	35%	66%	27%	34%	41%	
Other	33	36	39	39	36	0.0%	-0.6%	-0.3%	0%	-9%	-9%	34%	29%	25%	
Transportation															
Total	85	80	97	122	139	1.5%	0.9%	1.2%	25%	14%	43%	100%	100%	100%	
Oil	64	79	95	114	124	1.3%	0.6%	1.0%	22%	12%	34%	95%	92%	86%	
Other	1	1	4	8	15	4.4%	3.8%	4.1%	92%	75%	256%	5%	7%	11%	
Industrial															
Total	138	148	193	232	281	1.2%	0.9%	0.9%	30%	8%	30%	100%	100%	100%	
Oil	46	50	59	66	74	0.6%	0.5%	0.7%	15%	6%	24%	31%	29%	25%	
Gas	31	37	44	58	67	1.6%	1.0%	1.4%	31%	16%	51%	23%	25%	27%	
Biomass/Waste	8	9	11	14	18	1.7%	0.8%	1.2%	20%	12%	45%	6%	6%	6%	
Electricity	18	21	30	43	53	2.5%	1.4%	2.0%	45%	24%	70%	15%	19%	21%	
Other	37	30	49	49	41	0.0%	-1.1%	-0.6%	0%	-15%	-15%	36%	21%	17%	
Electricity Generation - World															
Primary	118	144	193	247	283	1.6%	0.9%	1.3%	28%	15%	47%	100%	100%	100%	
Oil	15	12	10	8	6	-1.3%	-1.4%	-1.4%	-18%	-19%	-34%	5%	3%	2%	
Gas	34	51	45	67	84	2.8%	1.5%	2.1%	50%	24%	87%	23%	27%	20%	
Coal	48	61	91	102	94	0.8%	-0.6%	0.1%	13%	4%	3%	47%	42%	33%	
Nuclear	21	27	30	37	56	1.7%	2.7%	2.2%	29%	50%	94%	15%	16%	20%	
Hydro	7	9	12	15	18	1.0%	1.2%	1.5%	32%	20%	58%	6%	6%	6%	
Wind	0	0	1	6	11	12.3%	4.1%	8.1%	460%	62%	821%	1%	2%	4%	
Other Renewables	3	4	6	11	18	3.5%	2.2%	2.9%	68%	40%	136%	3%	4%	5%	
Electricity Demand (Terawatt Hours)															
World	10147	13175	18233	26651	33448	2.6%	1.5%	2.0%	46%	25%	83%	100%	100%	100%	
OECD	6630	8660	9488	11402	12500	1.2%	0.6%	0.9%	20%	9%	31%	52%	43%	37%	
Non OECD	3517	4616	8745	15249	21047	3.8%	2.2%	3.0%	74%	38%	141%	48%	57%	63%	
Energy-Related CO₂ Emissions (Billion Tons)															
World	21.3	23.5	30.9	35.7	36.7	1.0%	0.0%	0.5%	15%	0%	16%	100%	100%	100%	
OECD	11.2	12.7	12.7	12.1	10.0	-0.3%	-1.3%	-0.8%	-4%	-18%	-21%	41%	34%	28%	
Non OECD	10.1	10.8	18.3	23.6	26.8	1.7%	0.6%	1.2%	29%	9%	41%	59%	66%	72%	
GDP (2005\$, Trillions)															
World	30	40	51	81	119	3.1%	2.6%	2.9%	58%	47%	133%	100%	100%	100%	
OECD	25	32	36	53	70	2.3%	1.9%	2.1%	40%	32%	87%	73%	65%	60%	
Non OECD	6	8	14	28	49	6.0%	3.8%	4.4%	106%	74%	263%	27%	35%	41%	
Africa	1	1	1	2	4	4.2%	3.8%	4.0%	85%	74%	203%	2%	3%	3%	
Asia Pacific	6	9	14	26	43	4.3%	3.4%	3.8%	80%	64%	210%	27%	32%	36%	
China	1	1	4	10	19	6.7%	4.2%	6.4%	163%	86%	367%	7%	12%	16%	
India	0	1	1	3	6	6.1%	6.0%	6.0%	146%	100%	410%	2%	4%	6%	
Europe	11	14	16	21	27	2.0%	1.7%	1.9%	35%	29%	74%	31%	26%	23%	
European Union	10	13	14	18	24	1.9%	1.6%	1.8%	33%	27%	69%	29%	25%	20%	
Latin America	1	2	2	4	6	3.6%	2.9%	3.2%	71%	54%	163%	5%	5%	6%	
Middle East	1	1	1	2	4	4.1%	3.1%	3.6%	83%	60%	186%	2%	3%	3%	
North America	9	13	15	23	32	2.7%	2.3%	2.5%	48%	40%	106%	30%	29%	27%	
United States	8	11	12	19	27	2.6%	2.2%	2.4%	47%	39%	106%	28%	24%	23%	
Russia/Caspian	1	1	1	2	3	3.0%	2.8%	3.2%	71%	62%	189%	2%	3%	3%	
Energy Intensity (Thousand BTU per \$)															
World	11.9	10.4	10.3	7.8	5.8	-1.8%	-2.6%	-1.9%	-24%	-38%	-44%				
OECD	7.6	7.0	6.1	4.4	3.2	-2.1%	-2.3%	-2.1%	-27%	-38%	-47%				
Non OECD	30.7	26.9	22.0	14.2	9.6	-2.9%	-2.6%	-2.7%	-36%	-33%	-57%				

Tabla 44.- Demanda Energética global 1990 - 2010 y previsión a 2040

ExxonMobil. 'The Outlook for Energy - A View to 2040'. (2012).
http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_eo2012.pdf



Regions	Energy Demand (Quadrillion BTUs unless otherwise indicated)					Average Annual Change			% Change			Share of Total		
	1990	2000	2010	2020	2040	2010-2020	2020-2040	2010-2040	2010-2020	2020-2040	2010-2040	2010	2020	2040
AFRICA														
Primary	17	22	29	44	62	2.9%	2.2%	2.6%	55%	39%	115%	100%	100%	100%
Oil	4	5	7	12	17	3.6%	2.4%	3.0%	71%	42%	142%	25%	23%	25%
Gas	2	4	4	7	11	3.5%	2.7%	3.1%	68%	50%	148%	15%	17%	18%
Coal	3	3	4	8	13	5.2%	3.2%	4.2%	114%	64%	250%	13%	18%	21%
Nuclear	0	0	0	0	1	3.1%	9.0%	6.0%	58%	268%	476%	0%	0%	1%
Biomass/Waste	8	10	13	16	18	1.2%	0.8%	1.0%	30%	13%	36%	45%	35%	29%
Hydro	0	0	0	1	1	6.3%	3.2%	4.7%	140%	55%	207%	1%	2%	2%
Other Renewables	0	0	0	0	1	13.2%	5.5%	6.5%	630%	138%	1410%	0%	1%	1%
End-Use Demand (including electricity)														
Total End-Use	19	20	25	37	49	2.5%	2.0%	2.2%	44%	34%	93%	100%	100%	100%
Residential/Commercial	7	9	13	18	22	2.2%	1.7%	1.9%	38%	28%	77%	50%	48%	46%
Transportation	2	3	4	6	9	3.3%	2.6%	3.0%	62%	48%	141%	15%	17%	19%
Industrial	6	8	9	13	17	2.4%	2.1%	2.3%	42%	37%	96%	35%	36%	35%
Memo: Electricity Demand	1	1	2	5	9	6.6%	4.2%	5.4%	160%	65%	350%	8%	14%	19%
Electricity Generation Fuel														
	3	4	6	13	22	6.1%	3.6%	4.9%	144%	70%	316%	18%	29%	36%
CO₂ Emissions, Billion Tons														
	0.7	0.9	1.1	2.0	3.1	4.1%	2.7%	3.4%	63%	50%	175%			
ASIA PACIFIC														
Primary	91	135	206	267	301	1.8%	0.8%	1.3%	30%	12%	47%	100%	100%	100%
Oil	28	43	56	74	87	1.9%	1.1%	1.5%	33%	18%	55%	27%	28%	28%
Gas	7	12	21	36	56	4.0%	2.5%	3.2%	81%	44%	160%	10%	14%	18%
Coal	32	42	94	108	97	1.0%	-0.8%	0.1%	15%	-11%	3%	46%	41%	32%
Nuclear	3	5	6	13	23	6.1%	4.1%	4.6%	110%	63%	263%	3%	5%	8%
Biomass/Waste	19	21	23	23	21	0.1%	-0.6%	-0.3%	1%	-4%	-3%	11%	9%	7%
Hydro	1	2	4	5	7	2.6%	1.7%	2.1%	46%	29%	88%	2%	2%	2%
Other Renewables	0	1	2	6	11	7.6%	4.2%	5.9%	200%	66%	450%	1%	2%	4%
End-Use Demand (including electricity)														
Total End-Use	76	98	151	199	222	1.8%	0.7%	1.3%	32%	12%	47%	100%	100%	100%
Residential/Commercial	29	33	42	52	56	1.4%	0.4%	0.9%	24%	5%	31%	28%	28%	25%
Transportation	11	18	25	40	51	3.0%	1.6%	2.3%	68%	38%	100%	17%	20%	23%
Industrial	36	47	84	106	117	1.6%	0.6%	1.1%	28%	9%	30%	56%	54%	53%
Memo: Electricity Demand	7	12	24	30	50	3.3%	1.7%	2.5%	63%	30%	111%	16%	19%	22%
Electricity Generation Fuel														
	23	40	60	111	132	2.2%	1.2%	1.7%	38%	19%	65%	30%	41%	44%
CO₂ Emissions, Billion Tons														
	5.3	7.3	13.7	17.0	17.3	1.4%	0.1%	0.2%	24%	2%	26%			
EUROPE														
Primary	74	79	81	82	78	0.1%	-0.3%	-0.1%	2%	-4%	-3%	100%	100%	100%
Oil	30	32	30	29	26	-0.4%	-0.7%	-0.6%	-4%	-10%	-16%	38%	36%	33%
Gas	13	17	20	24	23	1.2%	-0.3%	0.5%	19%	-4%	15%	25%	29%	29%
Coal	19	14	12	9	5	-2.3%	-2.7%	-2.0%	-30%	-45%	-60%	15%	11%	6%
Nuclear	8	10	10	9	11	-0.2%	1.3%	0.6%	-3%	21%	18%	12%	13%	16%
Biomass/Waste	2	3	4	5	6	1.0%	-0.8%	0.1%	17%	-11%	3%	6%	6%	6%
Hydro	2	2	2	2	2	0.4%	0.3%	0.4%	7%	5%	13%	2%	3%	3%
Other Renewables	0	0	2	4	7	5.9%	3.3%	4.6%	137%	63%	255%	2%	5%	8%
End-Use Demand (including electricity)														
Total End-Use	57	61	65	65	63	0.2%	-0.2%	0.0%	3%	-3%	-1%	100%	100%	100%
Residential/Commercial	17	18	20	21	20	0.2%	-0.2%	0.0%	3%	-4%	0%	32%	32%	32%
Transportation	14	17	19	19	19	0.3%	0.0%	0.2%	4%	1%	5%	25%	26%	21%
Industrial	26	25	24	24	23	0.0%	-0.4%	-0.2%	0%	-6%	-5%	30%	30%	33%
Memo: Electricity Demand	9	10	11	13	14	1.1%	0.5%	0.8%	18%	7%	26%	18%	21%	22%
Electricity Generation Fuel														
	27	29	31	33	32	0.4%	-0.2%	0.1%	6%	-3%	3%	30%	40%	41%
CO₂ Emissions, Billion Tons														
	4.5	4.4	4.3	4.0	3.3	-0.4%	-1.4%	-0.9%	-6%	-10%	-22%			
LATIN AMERICA														
Primary	18	20	26	36	46	2.2%	1.5%	1.8%	39%	24%	73%	100%	100%	100%
Oil	7	10	12	16	18	1.6%	0.9%	1.3%	30%	14%	45%	47%	44%	40%
Gas	3	4	5	9	13	3.4%	2.7%	3.0%	64%	49%	145%	21%	24%	29%
Coal	1	1	1	1	1	2.1%	0.6%	1.4%	38%	10%	51%	3%	3%	3%
Nuclear	0	0	0	0	0	2.9%	1.7%	2.3%	63%	29%	97%	1%	1%	1%
Biomass/Waste	3	3	4	5	6	1.0%	0.4%	0.7%	18%	5%	22%	18%	14%	11%
Hydro	1	2	2	3	4	2.5%	1.1%	1.7%	44%	17%	69%	6%	9%	9%
Other Renewables	0	0	1	2	3	5.1%	3.9%	4.5%	112%	77%	275%	3%	4%	6%
End-Use Demand (including electricity)														
Total End-Use	14	16	20	32	40	2.2%	1.5%	1.8%	39%	24%	71%	100%	100%	100%
Residential/Commercial	3	3	4	5	6	1.8%	1.0%	1.4%	30%	16%	50%	18%	17%	16%
Transportation	4	5	7	10	13	2.4%	1.4%	1.9%	43%	24%	77%	31%	32%	32%
Industrial	7	9	12	16	21	2.1%	1.7%	1.9%	37%	28%	75%	51%	51%	52%
Memo: Electricity Demand	1	2	3	5	7	3.3%	2.3%	2.8%	63%	41%	130%	13%	16%	18%
Electricity Generation Fuel														
	3	4	6	9	12	3.0%	1.9%	2.5%	57%	33%	100%	22%	26%	27%
CO₂ Emissions, Billion Tons														
	0.7	0.9	1.2	1.8	2.0	2.2%	1.4%	1.8%	39%	23%	71%			



Regions	Energy Demand (Quadrillion BTUs unless otherwise indicated)					Average Annual Change			% Change			Share of Total		
	1990	2000	2010	2025	2040	2010-2025	2025-2040	2010-2040	2010-2025	2025-2040	2010-2040	2010	2025	2040
MIDDLE EAST														
Primary	11	18	30	42	51	2.3%	1.3%	1.8%	41%	21%	21%	100%	100%	100%
Oil	7	11	16	20	23	1.5%	0.9%	1.2%	26%	14%	43%	54%	48%	45%
Gas	4	7	13	21	25	3.1%	1.4%	2.2%	57%	23%	93%	44%	49%	50%
Coal	0	0	0	0	0	0.2%	0.4%	0.3%	3%	6%	10%	1%	1%	1%
Nuclear	0	0	0	0	1	-	0.4%	-	-	283%	-	0%	1%	3%
Biomass/Waste	0	0	0	0	0	5.4%	5.9%	5.6%	119%	136%	416%	0%	0%	1%
Hydro	0	0	0	0	0	5.1%	3.4%	4.2%	111%	65%	248%	0%	0%	0%
Other Renewables	0	0	0	0	0	3.4%	4.7%	4.0%	66%	98%	228%	0%	0%	0%
End-Use Demand (including electricity)														
Total End-Use	9	15	24	33	41	2.3%	1.3%	1.8%	41%	21%	22%	100%	100%	100%
Residential/Commercial	1	3	5	7	9	3.0%	1.7%	2.4%	66%	30%	101%	19%	21%	23%
Transportation	3	4	6	9	11	2.3%	1.4%	1.8%	40%	22%	71%	27%	27%	27%
Industrial	5	8	13	17	20	2.1%	1.1%	1.6%	37%	18%	61%	63%	52%	50%
Memo: Electricity Demand	1	1	2	4	6	4.0%	2.2%	3.1%	80%	39%	151%	10%	13%	15%
Electricity Generation Fuel														
	3	5	9	13	16	2.8%	1.6%	2.2%	51%	26%	91%	20%	31%	32%
CO₂ Emissions, Billion Tons														
	0.7	1.1	1.8	2.3	2.6	1.7%	0.9%	1.3%	30%	14%	48%			
NORTH AMERICA														
Primary	96	114	113	118	112	0.3%	-0.3%	0.0%	4%	-4%	-1%	100%	100%	100%
Oil	42	48	47	46	40	-0.2%	-0.9%	-0.5%	-3%	-13%	-15%	42%	39%	35%
Gas	21	26	28	34	34	1.3%	0.1%	0.7%	22%	1%	23%	24%	29%	30%
Coal	20	23	21	16	10	-1.0%	-3.2%	-2.4%	-21%	-38%	-51%	18%	14%	9%
Nuclear	7	9	10	10	14	0.5%	2.1%	1.3%	8%	37%	48%	9%	6%	13%
Biomass/Waste	3	4	3	4	3	0.9%	-0.5%	0.2%	15%	-7%	6%	3%	3%	3%
Hydro	2	2	2	2	2	0.5%	0.2%	0.4%	7%	4%	11%	2%	2%	2%
Other Renewables	1	1	2	5	8	5.7%	3.0%	4.4%	131%	57%	262%	2%	4%	7%
End-Use Demand (including electricity)														
Total End-Use	73	86	87	90	87	0.3%	-0.3%	0.0%	4%	-4%	0%	100%	100%	100%
Residential/Commercial	18	22	23	24	24	0.4%	-0.1%	0.1%	5%	-1%	4%	27%	27%	28%
Transportation	25	31	32	33	31	0.3%	-0.3%	-0.1%	3%	-5%	-3%	30%	30%	35%
Industrial	30	34	32	33	32	0.3%	-0.3%	0.0%	5%	-5%	0%	36%	37%	36%
Memo: Electricity Demand	11	15	16	20	22	1.4%	0.7%	1.1%	24%	11%	37%	18%	22%	25%
Electricity Generation Fuel														
	33	42	43	47	48	0.7%	0.1%	0.4%	11%	1%	12%	38%	40%	42%
CO₂ Emissions, Billion Tons														
	5.6	6.6	6.5	6.3	5.2	-0.2%	-1.2%	-0.7%	-3%	-17%	-20%			
RUSSIA/CASPIAN														
Primary	57	38	42	43	43	0.3%	0.0%	0.1%	4%	-1%	3%	100%	100%	100%
Oil	18	8	9	9	9	0.2%	-0.1%	0.1%	3%	-1%	2%	21%	20%	20%
Gas	23	20	23	25	25	0.4%	0.1%	0.2%	6%	1%	7%	55%	57%	58%
Coal	13	7	6	5	4	-1.3%	-1.8%	-1.5%	-17%	-23%	-37%	15%	12%	9%
Nuclear	2	2	3	3	4	1.6%	0.6%	1.0%	25%	7%	34%	7%	8%	8%
Biomass/Waste	1	0	0	0	1	1.8%	2.4%	2.1%	30%	44%	87%	1%	1%	2%
Hydro	1	1	1	1	1	0.7%	0.6%	0.6%	11%	9%	21%	2%	2%	2%
Other Renewables	0	0	0	0	0	11.3%	8.1%	9.7%	402%	221%	1508%	0%	0%	1%
End-Use Demand (including electricity)														
Total End-Use	48	29	33	34	33	0.2%	-0.1%	0.0%	2%	-2%	1%	100%	100%	100%
Residential/Commercial	12	9	9	9	8	-0.4%	-0.8%	-0.6%	-5%	-11%	-16%	28%	28%	23%
Transportation	6	3	4	5	5	0.9%	0.2%	0.6%	15%	3%	18%	12%	14%	14%
Industrial	28	17	20	20	21	0.3%	0.1%	0.2%	3%	2%	5%	60%	60%	62%
Memo: Electricity Demand	5	3	4	5	6	1.7%	0.9%	1.3%	30%	14%	48%	12%	16%	18%
Electricity Generation Fuel														
	27	19	19	20	21	0.4%	0.0%	0.2%	6%	0%	6%	40%	47%	48%
CO₂ Emissions, Billion Tons														
	3.9	2.3	2.4	2.4	2.3	-0.1%	-0.4%	-0.2%	-1%	-6%	-7%			



ANEXO 3.- FACTORES DE CONVERSIÓN Y UNIDADES DE MEDIDA

Approximate conversion factors

Crude oil*

From	To				
	tonnes (metric)	kilolitres	barrels	US gallons	tonnes per year
	Multiply by				
Tonnes (metric)	1	1.165	7.33	307.86	-
Kilolitres	0.8581	1	6.2898	264.17	-
Barrels	0.1364	0.159	1	42	-
US gallons	0.00325	0.0038	0.0238	1	-
Barrels per day	-	-	-	-	49.8

*Based on worldwide average gravity.

Products

	To convert			
	barrels to tonnes	tonnes to barrels	kilolitres to tonnes	tonnes to kilolitres
	Multiply by			
Liquefied petroleum gas (LPG)	0.086	11.6	0.542	1.844
Gasoline	0.118	8.5	0.740	1.351
Kerosene	0.128	7.8	0.806	1.240
Gas oil/diesel	0.133	7.5	0.839	1.192
Fuel oil	0.149	6.7	0.939	1.065

Natural gas (NG) and liquefied natural gas (LNG)

From	To					
	billion cubic metres NG	billion cubic feet NG	million tonnes oil equivalent	million tonnes LNG	trillion British thermal units	million barrels oil equivalent
	Multiply by					
1 billion cubic metres NG	1	35.3	0.90	0.74	35.7	6.60
1 billion cubic feet NG	0.028	1	0.025	0.021	1.01	0.19
1 million tonnes oil equivalent	1.11	39.2	1	0.82	39.7	7.33
1 million tonnes LNG	1.36	48.0	1.22	1	48.6	8.97
1 trillion British thermal units	0.028	0.99	0.025	0.021	1	0.18
1 million barrels oil equivalent	0.15	5.35	0.14	0.11	5.41	1

Units

1 metric tonne	= 2204.62lb
	= 1.1023 short tons
1 kilolitre	= 6.2898 barrels
	= 1 cubic metre
1 kilocalorie (kcal)	= 4.187kJ
	= 3.968Btu
1 kilojoule (kJ)	= 0.239kcal
	= 0.948Btu
1 British thermal unit (Btu)	= 0.252kcal
	= 1.055kJ
1 kilowatt-hour (kWh)	= 860kcal
	= 3600kJ
	= 3412Btu

Calorific equivalents

One tonne of oil equivalent equals approximately:

Heat units	10 million kilocalories
	42 gigajoules
	40 million British thermal units
Solid fuels	1.5 tonnes of hard coal
	3 tonnes of lignite
Gaseous fuels	See Natural gas and liquefied natural gas table
Electricity	12 megawatt-hours

One million tonnes of oil or oil equivalent produces about 4400 gigawatt-hours (= 4.4 terawatt-hours) of electricity in a modern power station.

1 barrel of ethanol = 0.57 barrel of oil
1 barrel of biodiesel = 0.88 barrel of oil

Petroleum Product	Heat Content	Petroleum Product	Heat Content
Asphalt	6.636	Pentanes Plus	4.620
Aviation Gasoline	5.048	Petrochemical Feedstocks	
Butane	4.326	Naphtha Less Than 401°F	5.248
Butane-Propane Mixture ^a	4.130	Other Oils Equal to or Greater Than 401°F	5.825
Distillate Fuel Oil ^b	5.825	Still Gas	6.000
Ethane	3.082	Petroleum Coke	6.024
Ethane-Propane Mixture ^c	3.308	Plant Condensate	5.418
Isobutane	3.974	Propane	3.836
Jet Fuel, Kerosene Type	5.670	Residual Fuel Oil	6.287
Jet Fuel, Naphtha Type	5.355	Road Oil	6.636
Kerosene	5.670	Special Naphthas	5.248
Lubricants	6.065	Still Gas	6.000
Motor Gasoline ^d		Unfinished Oils	5.825
Conventional	5.253	Unfractionated Stream	5.418
Reformulated	5.150	Waxes	5.537
Oxygenated	5.150	Miscellaneous	5.796
Natural Gasoline and Isopentane	4.620		

^a 60 percent butane and 40 percent propane.

^b Does not include biodiesel. See Table A3 for biodiesel heat contents.

^c 70 percent ethane and 30 percent propane.

^d See Table A3 for motor gasoline weighted heat contents beginning in 1994, and for fuel ethanol heat contents.

Note: The values in this table are for gross heat contents. See "Heat Content" in Glossary.

Web Page: <http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/#appendices>.

Sources: See "Thermal Conversion Factor Source Documentation," which follows Table A6.

Tabla 45.- Approximate Heat Content of Petroleum Products

U.S. Energy Information Administration. Monthly Energy Review. (April 2014).

<http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec13.pdf>





ANEXO 4.- BIBLIOGRAFÍA, FUENTES Y REFERENCIAS

SECCIÓN 1.- BIBLIOGRAFÍA

- Wikipedia. (s.f.). *'Gas de lutita'*. http://es.wikipedia.org/wiki/Gas_de_lutita (AIE), A. I. (2012).
- www.caloryfrio.com. *'Calderas de Condensación'*. (2008). <http://www.caloryfrio.com/calderas/calderas-de-condensacion.html>. (Recuperado el 2010).
- López Martínez, A.R. www.centralestermosolares.com. (2011). <http://www.termosolar.renovetec.com/descripcionesistemasBOP5plantassatelitesGNL.html> (Recuperado el 5 de 04 de 2012).
- Wikipedia. *'La facturación hidráulica'*. (s.f.). http://es.wikipedia.org/wiki/Fracturaci%C3%B3n_hidr%C3%A1ulica
- Wikipedia. *'Protocolo de kioto sobre el cambio climático'*. (s.f.). http://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_clim%C3%A1tico
- U.S Energy Information Administration (EIA). *'International Energy Outlook 2011 (IEO2011)'*. (2011). [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2011).pdf)
- U.S Energy Information Administration (EIA) - Office of Integrated Analysis and Forecasting - U.S. Department of Energy. *'International Energy Outlook 2007'*. (2007). [ftp://tonto.eia.doe.gov/forecasting/0484\(2007\).pdf](ftp://tonto.eia.doe.gov/forecasting/0484(2007).pdf)
- U.S Energy Information Administration (EIA), Office of Oil and Gas. *'Natural Gas and the Enviroment'*. (2008).
- Eco, U. *'Cómo se hace una tesis. Técnicas y procedimientos de estudio, investigación y escritura'*. (2001). <http://www.bio-design.com.ar/2-UNLa/T-final/textos/ECO/Eco,%20Umberto%20%20Como%20Se%20Hace%20Una%20Tesis.pdf>. (GEDISA, Ed.)
- Absorsistem. (s.f.). Obtenido de <http://www.absorsistem.com>
- BuenasTareas.com. *'Metodologia De La Investigacion'*. (12 de Diciembre de 2011). <http://www.buenastareas.com/ensayos/Metodologia-De-La-Investigacion/3268373.html> (Recuperado el 2 de Enero de 2012).
- BP. *'BP Statical of World Energy 2007'*. (2007).
- BP. *'Statical Review of World Energy 2008'*. (2008). http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_review_2.
- BP. *'Statical Review of World Energy 2012'*. (2012). http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_p



ublications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf

- BP. 'Statistical Review of World Energy 2013'. (2013). <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9026015&contentId=7048013#7297713>.
- John M. Campbell & Co. 'Campo petrolífero de John M. Campbell and Company'. (2001). www.jmcampbell.com.
- Institute of Gas Technology. Center for Energy Economics (CEE). 'Introducción al GNL'. (2003). http://www.beg.utexas.edu/energyecon/Ing/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf. Descripción general del gas natural licuado (GNL), sus propiedades, la industria de GNL y aspectos de seguridad.
- ExxonMobil 2012. 'The Outlook for Energy - A View to 2040'. (2012). http://www.exxonmobil.com/corporate/files/news_pub_eo2012.pdf
- Fundación de Energía de la Comunidad de Madrid. 'Condensación para ti, futuro para tus hijos'. (2009). <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Comic-calderas-condensacion-fenercom-2009.pdf>.
- Fundación Gas Natural. (s.f.). Obtenido de <http://www.fundaciongasnatural.org> s.f.
- Fundación gasNatural. 'Energía Solar térmica y gasnatural en edificios'. (2011). http://www.aytojaen.es/portal/RecursosWeb/DOCUMENTOS/1/0_1152_1.pdf.
- Fundación gasNatural Fenosa. 'La Energía Geotérmica'. (2011). http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Publicaciones/Fichas%20Pedag%C3%B3gicas/1_Ficha_energia_geotermica.pdf.
- Saint-Marc G. R. Fundación gasNaturalFenosa. 'El gas natural en la Industria'. (9 de mayo de 2012). <http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/Santiago%20de%20Compostela%202012%2005%2009/3.%20Ruben%20SaintMarc.pdf>.
- gasNatural SDG SA. 'Manual Instalaciones Receptoras de gas natural (MIR)'. (1993). <http://prosener.com/Manuales%20Gas%20Natural/Manual%20de%20Instalaciones%20Receptoras.pdf>
- Gobierno de Perú. 'Uso de la tecnología del gas en Centros Asistenciales de Salud'. EsSalud. (2008). <http://essalud.gob.pe/downloads/empresarial/salud/boltecno27.pdf>. nº27.
- GTL Taskforce. Dept of Industry, Science and Resources. Canberra ACT, Australia. June. (2001).
- ICESA, Innovación y Control de la Energía SA. 'District HEating and Cooling'. (2008). <http://www.icesa.com/servicios.php?id=10>. (Recuperado el 16 de 10 de 2012)
- International Energy Agency (IEA). 'World Energy Outlook 2010 (WEO2010)'. (2010).



- International Energy Agency (IEA). '*World Energy Outlook 2012 (WEO2012)*'. (Nov de 2012). <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012>.
- International Energy Agency (IEA) - Head of Communication and Information Office -. '*World Energy Outlook 2008 (WEO 2008)*'. (2008). <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/weo2008.pdf>
- Houston Metropolitan Transit Authority. '*Liquid Methane Fuel Characterization and Safety Assessment Report. Cryogenic Fuels. Inc. Report*'. (Dec. 1991). <http://www.cryogenicfuelsinc.com/includes/Liquid%20Methane%20Safety%20Report.pdf>
- J. F Ely - Colorado School of Mines - CEPR Department - . (2001).
- Hernandez, N. 'Natural Gas & Energy Management Consulting. *Building Energy Audits, Infografías*'. (2012). <http://www.linkedin.com/pub/nelson-hernandez/2/352/927> (Recuperado el 10 de 10 de 2012).
- Torregrosa, M. Universidad de Navarra. '*Cómo se hace una tesis doctoral*'. (14 de Diciembre de 2011). <http://www.unav.es/gep/Metodologia/TesisDoctoral.html> <http://www.unav.es/gep/Metodologia/TesisDoctoral.html> (Recuperado el 30 de agosto de 2012).
- Ministerio Energía y Minas República de Perú. '*Usos y Ventajas del Gas Natural en el Sector Residencial Comercial*'. (2011). [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas(1).pdf) (Recuperado el 15 de 10 de 2012).
- Ministry of Energy and Energy Affairs - Government of the Republic of Trinidad And Tobago. '*Liquefied Natural Gas (LNG)*'. (s.f.). http://www.energy.gov.tt/energy_resources.php?mid=113
- Ministry of Energy and Energy Affairs. (12 de diciembre de 2011). http://www.energy.gov.tt/energy_resources.php?mid=113
- Mobil, E. '*The Outlook for Energy 2014: A View to 2040*'. (2014).
- PNL. (s.f.). Obtenido de http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19703.pdf
- Portal gasNaturalFenosa. (11 de diciembre de 2011). <http://portal.gasnatural.com/servlet/ContentServer?gnpage=1-10-1¢ralassetname=1-NOT-250510-GEO¢ralassettype=Noticia>
- Schlumberger. '*Fundamentals of the Global LNG Industry. CNG Opens News Marquets*'. (2007). http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors08/sum08/04_movin_g_naturalgas.pdf
- Schlumberger. 'El Transporte de gas natural a través de los océanos'. Oilfield Review. (T. y. Shearer, Ed.). (2008).



http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/aut08/EI%20transporte%20de%20gas.pdf

- Schlumberger. '*Un dinámico mercado global de gas*'. Oilfield Review. Vol. 15 nº 3. (2004).
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish03/win03/p4_7.pdf
- Schlumberger. '*Conversión de gas a líquidos*'. Oilfield Review Vol. 15 nº 3. (2004).
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish03/win03/composite.pdf
- *Tecnociencia Febrero 2005*. (s.f.). Obtenido de www.tecnociencia.es
- Davis, A. & Gold, R. '*Surge in Natural-Gas Price Stoked by New Global Trade*'. The Wall Street Journal. (18 de mayo de 2008).
<http://online.wsj.com/article/SB120847521878424735.html>



SECCIÓN 2.- OTRAS FUENTES

- World Energy Outlook 2007, 2008, 2010,2012.
- La economía del Hidrógeno (Jeremy Rifkin).
- PROCEEDINGS LNG15 - Barcelona 2007.
- Revista “natural”, para Mercado Doméstico y Comercial, de publicación periódica de gasNatural Fenosa.
- Revista “gestión&energía”, para Grandes Clientes, de publicación periódica de gasNatural Fenosa.
- Máster “Cadena del gas” del Instituto Superior Energía ISE 2008-2009.
- Curso “Economía del gas” (Club Español de la Energía – Sedigás – Fundación Repsol YPF) 2009-2010.
- Cursos especializados de Formación Interna del grupo gasNatural Fenosa y Jornadas Técnicas diversas:
 - 2010 - Microgeneración. Baxi Roca. Madrid. Noviembre. 8h
 - 2010 - Eficiencia Energética en Calefacción y Refrigeración: Aprovechamientos Geotérmicos mediante Bomba de calor. Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación Valencia. Octubre. 8h
 - 2010 - Calderas de Vapor en la Industria. Spirax Sarco. Barcelona. Octubre. 8h
 - 2010 - Contadores de Energía, Telegestión y monitorización; Instrumentación y gestión del ciclo de vida. Endress+Hauser. Barcelona Octubre. 8h
 - 2010 - Sistemas de biomasa y cogeneración Viessmann. Julio. (Parque Tecnol., Paterna. 8h.
 - 2009 - Energía Solar Termo-eléctrica. Murcia. Fundación Gas Natural-ARGEM. Septiembre. Murcia. 5h.
 - 2009 - Eficiencia Energética para Edificios de Viviendas. Presentación de las herramientas informáticas: OSE (Opciones Simplificadas de Energía) y CERMA (Calificación Energética Residencial Método Abreviado). COITI - Atecyr - Instituto Valenciano de la Edificación - UPV - Junio. Valencia. 12h.
 - 2010 - Diseño y Construcción de Instalaciones Industriales. Junio. Madrid. 8h
 - 2009 - Seguridad en Trabajos con Gas. Marzo - Madrid. 14h.
 - 2009 - Accidentes graves en Plantas de GNL. Marzo. Barcelona. 5h.
 - 2009 - Mto Integral en Edificios (COII). Febrero. Valencia.20h.
 - 2008 - "La obtención de energía a partir de residuos" -Fundación Gas Natural-COGEN. SEMINARIO DE GESTIÓN AMBIENTAL. Noviembre. Murcia. 5h.



- 2008 - Norm. Aud. Descarga y Rendimiento en Plantas GNL. Noviembre. Barcelona. 2h.
- 2008 - Transporte, Carga y Descarga de Mercancías Peligrosas en Gas Natural. ITSEMAP. Madrid. Noviembre. 4h
- 2008 - Presentación Dtie sobre Piscinas Cubiertas Climatizadas con Aire Exterior de mín. consumo energético. Jornada Técnica UPV - Atecyr . Octubre. Valencia. 3'5 h.
- 2008 - Protección Anticorrosiva. Jornada Técnica UPV - Atecyr . Julio 2008. Valencia. 2h.
- 2008 - Exigencias del Rite 2007 a las Calderas. Mayo. Jornada Técnica - Atecyr. Escuela Politécnica Superior de Elche - Elche (Alicante) 2'5h.
- 2008 - Aplicaciones de recuperación de Calor con Enfriadoras de Agua de condensación por aire. Jornada Técnica UPV - Atecyr . Mayo. Valencia. 2h.
- 2008 - Control e Instrumentación de Plantas Térmicas. Mayo. Barcelona. 8h.
- 2008 - Redes Urbanas de Frío y Calor (District Heating). Jornada Técnica – COITI– Atecyr. Abril. Valencia. 2h.
- 2008 - Calderas. Las bases del ahorro energético. Jornada Técnica UPV - Atecyr. Abril. Valencia 2h
- 2007 - Actuaciones en Plantas de GNL. Barcelona. 16 h.
- 2007 - Nuevo Reglamento Técnico De Distribución Y Utilización. 16 h.
- 2005 - Conocimientos Técnicos Salas De Calderas. 24h.
- 2005 - Kioto Y La Industria Española. 8h.
- 2004 - Procedimientos Gestión Obras Icaro Gor. 40h.
- 2004 - Trabajos Proximidad Riesgos Eléctricos. 8h.
- 2004 - Mercado Eléctrico Domestico/comercial. 8h.
- 2004 - Seguridad En Trabajos Con Gas. 16h.
- 2004 - Formación Técnica En Utilización. 24h.
- 2004 - Formación Técnica En Redes de Distribución. 24h.
- 2010 - Casos prácticos de eficiencia energética. Fundación Gas Natural. Seminario de Gestión Ambiental. Noviembre. 6h
- 2010 - Implantación de nuevas Tecnologías para la Eficiencia Energética: Análisis de Costes y Ahorro. Buderus. Noviembre. Vcia. 2 h
- 2010 - Tecnologías ecológicas para solucionar los problemas de la cal de agua Desincal. Septiembre. COIIV. Valencia. 2h



- 2010 - Equilibrado Automático de Circuitos. El equilibrado Sencillo. Jornada Técnica UPV - Atecyr - COITI – Mayo. Valencia . 2h.
- 2010 - Gases Refrigerantes. Normativa y Estado del Arte. Jornada Técnica UPV - Atecyr. COITI. Mayo. Valencia. 2h.
- 2010 - Implantación de nuevas Tecnologías para la Eficiencia Energética. Análisis de Costes y Ahorro. Jornada Técnica - ARGEM - Atecyr – COITI –. Abril. Murcia. 2h.
- 2010 - Eficiencia y ahorro Energético en grandes instalaciones de Climatización. Jornada Técnica UPV - Atecyr – COITI. Marzo. Valencia. 2h.
- 2010 - Instalaciones de Alta Eficiencia Energética. Jornada Técnica COITI – Enero. Valencia. 2h.
- 2010 - Nuevo Reglamento Equipos a Presión Jornada Técnica COITI - ECA Grupo Bureua Veritas -. Enero. Valencia. 2h.
- 2009 - La Eficiencia Energética en las Instalaciones de Calefacción y Energía Solar Térmica Jornada Técnica UPV - Atecyr - COITI. Diciembre. Valencia. 2h.
- 2009 - Empresa Tecnología y Medio Ambiente. Fundación Gas Natural. Noviembre. Valencia. 5h.
- 2009 - II JORNADA SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES. UPV - CFP. Noviembre. Valencia. 5h.
- 2009 - Jornada sobre Cogeneración y Microcogeneración. COGEN. Energética. Feria Valencia. Noviembre. Valencia. 5h.
- 2009 - HE4. INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA. FCHART. Jornada Técnica - ARGEM - Atecyr – COITI. Septiembre. Murcia. 2h.



SECCIÓN 3.- ORGANISMOS RELACIONADOS CON LA INDUSTRIA DEL GAS

TÍTULO 1.- ORGANISMOS ESPAÑOLES RELACIONADOS CON LA INDUSTRIA DEL GAS

Nombre	Acónimo	Sitio Web
Ministerio de Industria, Energía y Turismo.	MIET	www.minetur.gob.es
Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía.	IDAE	www.idae.es
Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial.	CDTI	www.cdti.es
Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.	CIEMAT	www.ciemat.es
Compañía Logística de Hidrocarburos.	CLH SA	www.clh.es
Comisión Nacional de la Energía.	CNE	www.cne.es
Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.	MAAA	www.magrama.gob.es
Agencia Energética Municipal de Valladolid.	AEMVA	www.aemva.org
Fundación Asturiana de la Energía.	FAEN	www.faen.es
Instituto Catalán de Energía.	ICAEN	www.icaen.net
Sociedad para el desarrollo Energético de Andalucía.	SODEAN	www.sodean.es
Centro de Investigación en Energía y Agua.	CIESOL	www.ciesol.es
Instituto Tecnológico y de Energías Renovables.	ITER	www.iter.es
Instituto Tecnológico de Canarias.	ITC	www.itccanarias.org
Ente Regional de la Energía de Castilla y León.	EREN	www.eren.jcyl.es



Agencia de la Energía Castilla la Mancha.	AGECAM	www.agecam.es
Agencia de Gestión de la Energía de la Región de Murcia.	ARGEM	www.argem.es
Agencia Valenciana de la Energía.	AVEN	www.energia.ivace.es
Asociación Española de Operadores de Gases Licuados del Petróleo.	AOGLP	www.aoglp.com
Ente Vasco de la Energía.	EVE	www.eve.es
Dirección General de la Energía (Palma de Mallorca).		www.caib.es
Fundación para la Investigación y Desarrollo en Transporte y Energía de Valladolid.	CIDAUT	www.cidaut.es
Instituto Enerxético de Galicia.	NEGA	www.inega.es
Gestión y Desarrollo del Ambiente de Madrid.	GEDESMA	www.gedesma.es
Asociación Española del Gas.	SEDIGAS	www.sedigas.es
Observatorio de Prospectiva Tecnológica Industrial.	OPTI	www.opti.org
Instituto IMDEA Energía.	IMDEA	www.energia.imdea.org

Institutos autonómicos relacionados con la energía y medio ambiente

Asociaciones gasistas España



TÍTULO 2.- ORGANISMOS INTERNACIONALES RELACIONADOS CON LA INDUSTRIA DEL GAS

Nombre	Acrónimo	Ubicación Geográfica	Sitio Web
Agencia Internacional de la Energía.	IEA	Francia	www.iea.org
Consejo Mundial de la Energía.	WEC	Reino Unido	www.worldenergy.org
Unión Internacional de la Industria del Gas.	IGU	Noruega	www.igu.org
Eurogas.		Bélgica	www.eurogas.org
Marcogaz (Unión de Industrias Gasistas del Mercado Común).		Bélgica	www.marcogaz.org
GAS Infrastructure Europe (Grupo Europeo de Infraestructuras).	GIE	Bélgica	www.gie.eu.com
United Nations Conference on Trade and Development.	UNCTAD	Ginebra, Suiza	www.unctad.org
Asociación Iberoamericana de Gas Licuado petróleo.	AIGLP	Brasil	www.aiglp.org
Asociación Europea de Gases Licuados del petróleo.	AOGLP	España	www.aoglp.es
American gas Association.	AGA	USA	www.aga.org
The European Gas Research Group.	GERG	Bélgica	www.gerg.eu
Grupo de trabajo de Gas de la CEPE (Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas).		Suiza	www.unece.org
Gas Processors Suppliers Association.	GPSA	USA	http://gpsa.gpaglobal.org



TÍTULO 3.- ORGANISMOS ORGANISMOS INTERNACIONALES RELACIONADOS CON LA INDUSTRIA DEL HIDRÓGENO

EUROPE

Nombre	Acrónimo	Sitio Web
Planet Hydrogen.		www.hydrogen-planet.com
European Hydrogen Association.	EHA	www.h2euro.org
Association française de l'hydrogène.	AFHYPAC	www.afh2.org
French Atomic Energy Commission.	CEA	www.cea.fr
Réseau national "Piles à Combustibles".	ReseauPaco	www.reseaupaco.org
Club français consacré aux piles à combustible.	ClubPAC	www.clubpac.net
The Hydrogen and Fuel Cell Information System in the Internet.	HyWeb	www.hyweb.de
The European Thematic Network on Hydrogen.	HyNet	www.hynet.info
Les piles à combustibles.	ANNSO	www.annso.freesurf.fr
Institutions press releases.	PRESS RELEASE EU	www.europa.eu
The latest releases and expert briefs on hydrogen, fuel cell technologies, ongoing projects, market developments and exhibition news.	ENERLIX	www.enerlix.com

**CANADA**

Nombre	Acrónimo	Sitio Web
Canadian Hydrogen Association.	H ₂ .ca	www.h2.ca

UNITED STATES

Nombre	Acrónimo	Sitio Web
The National Hydrogen Association.	NHA	www.fchea.org
The Hydrogen and Fuel Cell Letter		www.hfcletter.com
Fuel cell world Internet Home to the World Fuel Cell Council		www.fuelcellworld.org



INFORMACIÓN ADICIONAL

Nombre	Descripción	Sitio Web
The Leading Independent Fuel Cell Resource.	The Online Fuel Cell Information Resource.	www.fuelcells.org
The Hydrogen and Fuel Cell Letter.	Alternative Energy News since 1986.	www.hfcletter.com
Fuel Cell magazine.	Fuel Cell magazine serves managers and technical professionals involved in developing and applying fuel cell technologies worldwide.	www.fuelcell-magazine.com
EIN Publishing News.	News Covering Energy, Transportation, and Environmental Industries.	www.einnews.com
Fuel Cell Today.	Fuel Cell Today is the global internet portal which aims to accelerate the commercialization of fuel cells.	www.fuelcelltoday.com
Renewable Energy Focus.	The International renewable energy magazine	www.renewableenergyfocus.com
Fuel Cells Bulletin.	Fuel Cells Bulletin is dedicated to reporting and analysing developments in the fuel cells and hydrogen energy arena.	www.fuelcellsbulletin.com
Fuel Cell Markets.	Fuel Cell Markets works with organisations in the fuel cell and hydrogen sector building partnerships to take fuel cells and hydrogen technologies to market.	www.fuelcellmarkets.com

