



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**ESTUDIO DEL DIMENSIONAMIENTO DE UN
SISTEMA RENOVABLE HÍBRIDO PARA
ABASTECER LAS NECESIDADES
ELÉCTRICAS DE LA ZONA DE LUBUBU EN LA
REPÚBLICA DEMOCRÁTICA DEL CONGO**

AUTOR: Pérez Genovés, Francisco Javier

TUTORA: Peñalvo López, Elisa

Curso Académico: 2017-18

AGRADECIMIENTOS

“Tras un intenso curso de sudor y esfuerzo, al fin puedo contemplar mis esfuerzos materializados en un documento como el presente, el cual jamás habría podido llevar a cabo sin las personas que me han rodeado a lo largo de mi etapa universitaria, las cuales me han aportado las fuerzas y ánimos que he necesitado de forma permanente, tanto en los buenos momentos como en los malos.”

“En primer lugar, me gustaría agradecer a mi profesora y tutora del trabajo, la señorita Elisa Peñalvo López, que tanta ayuda me ha prestado en estos meses para poder culminar la elaboración del mismo; el cual, sin las útiles herramientas que me han prestado, sin su psicología a la hora de su elaboración, sin su paciencia dentro de un calendario y una agenda condicionados, sin todo eso mencionado, el trabajo se me hubiera antojado imposible.”

“Adicionalmente, me gustaría agradecer al incontable número de profesores que, a lo largo del grado, han hecho todo lo posible por transferirme sus valiosos conocimientos, los cuales han conseguido mejorar mis aptitudes como estudiante y mi afecto por la ingeniería.”

“Debo agradecer también muchos otros aspectos externos al proyecto, en especial a mi familia. Su papel ha resultado primordial, mencionando las incontables ocasiones que les he hecho pasar por no conseguir a veces los objetivos que uno se marca; y que aun así, me han seguido apoyando en su totalidad y me han proporcionado siempre todo lo que he querido y necesitado para que pudiera seguir adelante con el mayor de los comforts.”

“Por último, nunca podría olvidarme de mis compañeros de carrera y amigos de mi zona residente, Castellar-Oliveral, y mis amigos del pueblo veraneante, Viver; puesto que han resultado un aliento de moral en todo momento que he tenido la oportunidad de coincidir con todos ellos/as, lo cual me ha permitido mantenerme en pie a pesar de los numerosos obstáculos que siempre ha presentado el camino de estos largos cuatro años.”

RESUMEN

El Trabajo de Fin de Grado siguiente está proyectado al estudio del dimensionamiento de un sistema híbrido renovable compuesto por distintas tecnologías. Analizar las distintas configuraciones de sistemas renovables híbridos para cubrir las necesidades eléctricas de una zona aislada asignada. Para ello, se investigará las diferentes características físicas, económicas y sociales de la zona a evaluar y se analizará la demanda eléctrica característica, los recursos disponibles (radiación, viento, etc.), el potencial de generación renovable y las distintas tecnologías disponibles con el fin de analizar las distintas alternativas viables y seleccionar la más adecuada desde un punto de vista técnico-social-económico.

Palabras Clave: sistemas renovables híbridos, energías renovables, dimensionamiento, demanda energética, software "Homer".

RESUM

El Treball de Fi de Grau següent està projectat a l'estudi del dimensionament d'un sistema híbrid renovable compost per diferents tecnologies. Analitzar les diferents configuracions de sistemes renovables híbrids per cobrir les necessitats elèctriques d'una zona aïllada assignada. Per això, s'investigarà les diferents característiques físiques, econòmiques i socials de la zona a avaluar i s'analitzarà la demanda elèctrica característica, els recursos disponibles (radiació, vent, etc.), el potencial de generació renovable i les diferents tecnologies disponibles amb la finalitat d'analitzar les diferents alternatives viables i seleccionar la més adequada des d'un punt de vista tècnic-social-econòmic.

Paraules clau: sistemes renovables híbrids, energies renovables, dimensionament, demanda energètica, programari "Homer".

SUMMARY

The following Degree Thesis is designed to study the sizing of a renewable hybrid system composed of different technologies. Analyze the different configurations of hybrid renewable systems to cover the electrical needs of an assigned isolated area. For this, the student will investigate the different physical, economic and social characteristics of the area to be evaluated and it will analyze the characteristic electrical demand, available resources (radiation, wind, etc.), the renewable generation potential and the different available technologies. To sum up, the student will select the most appropriate viable alternative from a technical-social-economic point of view.

Key words: hybrid renewable systems, renewable energies, sizing, energy demand, "Homer" software.

1. MEMORIA

DEL

PROYECTO

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	8
1.1	Objetivo del trabajo	8
1.2	Motivación	10
1.3	Justificación.....	10
2	ANÁLISIS MACRO-ENERGÉTICO DE LA R.D. DEL CONGO	12
2.1	Contexto global de la R.D. del Congo	12
2.2	Potencial energético de la R.D. del Congo.....	13
2.3	Análisis DAFO	18
2.4	Situación energética actual de la R.D. del Congo (2015).....	20
2.5	Escenario Tendencial (BAU).....	22
2.6	Escenario Sostenible (SOST)	31
3	ANÁLISIS MICRO-ENERGÉTICO CORRESPONDIENTE A LA REGIÓN DE LUBUBU....	41
3.1	Caracterización de la región de Lububu	42
3.2	Recursos energéticos disponibles de la región de Lububu.....	45
3.2.1	Radiación Solar.	45
3.2.2	Velocidad del viento.	47
3.2.3	Combustible.....	49
3.2.4	Recurso hídrico.....	50
3.3	Descripción de las tecnologías utilizadas.....	50
3.3.1	Generador eléctrico.....	50
3.3.2	Baterías.....	51
3.3.3	Convertidores (DC-AC)	52
3.3.4	Turbina hidráulica.....	52
3.3.5	Turbina eólica	53
3.3.6	Placa fotovoltaica	53
3.4	Análisis de alternativas	54
3.4.1	Recursos energéticos.....	56

3.4.2	Tecnologías disponibles.....	60
3.4.3	Simulación de las diferentes alternativas mediante el software.	66
3.4.4	Selección de la/las alternativa(s) más óptima(s).....	67
3.4.5	Análisis y comparación de las alternativas energéticas.	69
3.4.6	Análisis de sensibilidad.....	76
3.4.7	Conclusiones.....	80
4	BIBLIOGRAFÍA	81
5	PRESUPUESTO	83

ÍNDICE FIGURAS

FIGURA 1. SITUACIÓN GEOGRÁFICA DE LA R.D. DEL CONGO. (FUENTE: WIKIPEDIA)	12
FIGURA 2. DISTRIBUCIÓN TERRITORIAL DE LA R.D. DEL CONGO. (FUENTE: WIKIWAND)	12
FIGURA 3. POTENCIAL ENERGÉTICO DE RESIDUOS AGRÍCOLAS DEL PAÍS. (FUENTE: ATLAS).....	13
FIGURA 4. POTENCIAL HIDRÁULICO DE LA R.D. DEL CONGO. (FUENTE: ATLAS)	14
FIGURA 5. POTENCIAL SOLAR DE LA R.D. DEL CONGO. (FUENTE: ATLAS)	16
FIGURA 6. POTENCIAL EÓLICO DE LA R.D. DEL CONGO. (FUENTE: ATLAS)	17
FIGURA 7. RADIACIÓN SOLAR DE LA ZONA DE LUBUBU. (FUENTE: PV-GIS)	45
FIGURA 8. SELECCIÓN DE LOS ELEMENTOS HÍBRIDOS RENOVABLES EN EL SOFTWARE.	54
FIGURA 9. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA DIARIA LABORAL EN EL SOFTWARE.	54
FIGURA 10. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA DIARIA FESTIVA EN EL SOFTWARE.	55
FIGURA 11. IDENTIFICACIÓN DE LOS PERIODOS DIARIOS CON MAYOR DEMANDA ENERGÉTICA.	55
FIGURA 12. ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LOS EQUIPOS A CONSIDERAR Y LOS RECURSOS EMPLEADOS.	56
FIGURA 13. INTRODUCCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL SOFTWARE.....	56
FIGURA 14. ESTIMACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DEL CAUDAL MEDIO MENSUAL EN EL SOFTWARE.	57
FIGURA 15. INTRODUCCIÓN DE LA VELOCIDAD DE VIENTO MEDIA EN EL SOFTWARE.	58
FIGURA 16. INFORMACIÓN RELATIVA AL COMBUSTIBLE EN EL SOFTWARE.	59
FIGURA 17. ESQUEMA DE LOS COSTES UNITARIOS DEL GENERADOR ELÉCTRICO.	60
FIGURA 18. VALORES DE LAS EMISIONES DE GASES DEL DIÉSEL EN EL GENERADOR ELÉCTRICO.	60
FIGURA 19. ESQUEMA DE LOS COSTES Y CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LA TURBINA EÓLICA ESCOGIDA.	61
FIGURA 20. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA BATERÍA “SURRETTE 4KS25P”.	62
FIGURA 21. ESQUEMA DE LOS COSTES Y CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LA BATERÍA ESCOGIDA.	62
FIGURA 22. ESQUEMA DE LOS COSTES Y DE LA TURBINA HIDRÁULICA IMPLEMENTADA.....	63
FIGURA 23. ESQUEMA DE LOS COSTES DE LOS PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	64
FIGURA 24. ESQUEMA DE LOS COSTES DEL CONVERTIDOR/INVERSOR.	65
FIGURA 25. ESQUEMA GENERAL DE LAS ALTERNATIVAS VIABLES SIMULADAS EN EL SOFTWARE. (1/2)	66
FIGURA 26. ESQUEMA GENERAL DE LAS ALTERNATIVAS VIABLES SIMULADAS EN EL SOFTWARE. (2/2)	66
FIGURA 27. ESQUEMA GENERAL DE LOS RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA ALTERNATIVA 1.....	69
FIGURA 28. ESQUEMA GENERAL DE LOS COSTES TOTALES DE LA ALTERNATIVA 1.....	70
FIGURA 29. ESQUEMA GENERAL DE LOS RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA ALTERNATIVA 2.....	71
FIGURA 30. ESQUEMA GENERAL DE LOS COSTES TOTALES DE LA ALTERNATIVA 2.....	71
FIGURA 31. ESQUEMA GENERAL DE LOS RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA ALTERNATIVA 3.....	72
FIGURA 32. ESQUEMA GENERAL DE LOS COSTES TOTALES DE LA ALTERNATIVA 3.....	73
FIGURA 33. REPRESENTACIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA ANUAL EN EL SOFTWARE.	74
FIGURA 34. REPRESENTACIÓN DE LA POTENCIA HIDRÁULICA ANUAL EN EL SOFTWARE.	75
FIGURA 35. REPRESENTACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LAS BATERÍAS EN EL SOFTWARE.	75
FIGURA 36. ESQUEMA GENERAL DE LAS NUEVAS ALTERNATIVAS SIMULADAS. (1/2)	77
FIGURA 37. ESQUEMA GENERAL DE LAS NUEVAS ALTERNATIVAS SIMULADAS. (2/2)	77
FIGURA 38. ESQUEMA ENERGÉTICO DE LA ALTERNATIVA EN EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	78
FIGURA 39. ESQUEMA DE LOS COSTES DE LA ALTERNATIVA EN EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	79

ÍNDICE TABLAS

TABLA 1. BALANCE ENERGÉTICO FUENTES PRIMARIAS DE LA R.D. DEL CONGO 2015 (KTEP).	20
TABLA 2. BALANCE ENERGÉTICO FUENTES FINALES DE LA R.D. DE CONGO 2015 (KTEP).	21
TABLA 3. CONSUMO ENERGÉTICO POR SECTORES DE LA R.D. DE CONGO (KTEP). (FUENTE: IEA)	23
TABLA 4. POBLACIÓN Y VALORES DEL PIB DE LA R.D. DE CONGO. (FUENTE: IEA)	24
TABLA 5. RITMOS DE VARIACIÓN DE DEMANDA Y CRECIMIENTO DE LA R.D. DE CONGO.	26
TABLA 6. EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES HISTÓRICOS DE LA R.D. DE CONGO. (FUENTE IEA).....	29
TABLA 7. LISTADO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS PREVISTAS EN LA R.D. DE CONGO. (FUENTE WIKIPEDIA)	32
TABLA 8. LISTADO DE LA CAPACIDAD ENERGÉTICA ACUMULADA PARA CADA PERIODO.	32
TABLA 9. BALANCES ENERGÉTICOS IMPLEMENTADOS PARA EL AÑO 2020.	33
TABLA 10. BALANCES ENERGÉTICOS IMPLEMENTADOS PARA EL AÑO 2025.	34
TABLA 11. BALANCES ENERGÉTICOS IMPLEMENTADOS PARA EL AÑO 2030.	35
TABLA 12. BALANCES DE DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL ESCENARIO SOSTENIBLE.	36
TABLA 13. BALANCES DE DEMANDA ELÉCTRICA EN EL ESCENARIO SOSTENIBLE.	37
TABLA 14. BALANCES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL ESCENARIO SOSTENIBLE.	38
TABLA 15. EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES HISTÓRICOS EN EL ESCENARIO SOSTENIBLE.	39
TABLA 16. CARACTERÍSTICAS DEMOGRÁFICAS Y GEOGRÁFICAS DE LA REGIÓN DE LUBUBU. (FUENTE: ATLAS)	42
TABLA 17. DEMANDA ENERGÉTICA INDUSTRIAL DE LA REGIÓN DE LUBUBU.	43
TABLA 18. VALORES MENSUALES DE PRECIPITACIÓN Y TEMPERATURA DE LUBUBU (FUENTE CLIMATEDATA)	57
TABLA 19. TABLA COMPARATIVA DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS SELECCIONADAS Y ANALIZADAS.....	73

ÍNDICE GRÁFICOS

GRÁFICO 1. HISTOGRAMA DE LA CLIMATOLOGÍA LOCAL. (FUENTE: CLIMATE-DATA.ORG)	15
GRÁFICO 2. VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO DE LA ZONA DE LUBUBU	18
GRÁFICO 3. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DE LA R.D. DEL CONGO 2015 (%).	20
GRÁFICO 4. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE LA R.D. DEL CONGO. (FUENTE: IEA).....	23
GRÁFICO 5. RITMOS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACIÓN Y PIB DE LA R.D. DEL CONGO. (FUENTE: IEA)	25
GRÁFICO 6. EVOLUCIÓN TENDENCIAL DE LA DEMANDA PRIMARIA EN EL ESCENARIO BAU.	26
GRÁFICO 7. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL ESCENARIO BAU.....	27
GRÁFICO 8. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL ESCENARIO BAU.	27
GRÁFICO 9. EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO ₂ SEGÚN LA FUENTE PRIMARIA.	28
GRÁFICO 10. EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO ₂ POR SECTORES.....	28
GRÁFICO 11. EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES HISTÓRICOS DE LA R.D. DEL CONGO. (FUENTE IEA)	29
GRÁFICO 12. EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES HISTÓRICOS MEDIOAMBIENTALES. (FUENTE IEA)	30
GRÁFICO 13. EQUIPARACIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA PRIMARIA PARA AMBOS ESCENARIOS.	36
GRÁFICO 14. EQUIPARACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PARA AMBOS ESCENARIOS.....	37
GRÁFICO 15. EQUIPARACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AMBOS ESCENARIOS.	38
GRÁFICO 16. EQUIPARACIÓN DEL PARÁMETRO ENERGÉTICO CONSUMO/HABITANTE.	39
GRÁFICO 17. DEMANDA ENERGÉTICA ESTIMADA CORRESPONDIENTE A UN DÍA LABORAL EN LUBUBU.	43
GRÁFICO 18. DEMANDA ENERGÉTICA ESTIMADA CORRESPONDIENTE A UN DÍA FESTIVO EN LUBUBU.	44
GRÁFICO 19. DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS DEL VIENTO EN UNA ROSA DE LOS VIENTOS. (FUENTE ENAIR)	48
GRÁFICO 20. HISTOGRAMA DE LA DISTRIBUCIÓN EÓLICA DE WEIBULL. (FUENTE: ENAIR)	48
GRÁFICO 21. ESTIMACIÓN DEL CAUDAL MEDIO MENSUAL DEL RÍO DE LUBUBU.	50

PARTE 1.

INTRODUCCIÓN

1 INTRODUCCIÓN

En primer lugar, se ha especificado cuál o cuáles son los objetivos principales de dicho documento académico y cuál ha sido la motivación o las razones que han conllevado a su realización.

1.1 Objetivo del trabajo

El objetivo principal del presente documento, correspondiente al “*Trabajo Fin de Grado*”, es el estudio del dimensionamiento de un sistema renovable híbrido cuya finalidad es proporcionar el abastecimiento de todas las posibles demandas energéticas provenientes de la zona de Lububu, en el corazón de la República Democrática del Congo. Para ello, se ha realizado un análisis, tanto en un ámbito macro-energético como micro-energético, para conocer las características internas y externas de la nación africana, cuál es la situación económica y social actual y cuál es la propuesta a la que se desea alcanzar. A partir de ese punto, se ha planteado una serie de alternativas energéticas viables que puedan satisfacer la demanda energética de la región a abastecer, en nuestro caso será la zona de Lububu.

Se parte desde el ámbito macro-energético, donde se ha presentado y justificado un análisis DAFO básico de la República Democrática del Congo; y con ello, se han conocido las debilidades y fortalezas internas, así como las amenazas y oportunidades provenientes desde el exterior. Una vez se han tenido en cuenta las características internas y externas del país, se han planteado dos escenarios energéticos, uno referido al sistema económico y social tendencial o también conocido como BAU (“*Bussiness as usual*”); otro definido como escenario sostenible de transición energética, donde se establece uno o varios objetivos energéticos a cumplir en un plazo determinado.

Por otra parte, una vez se ha analizado el entorno macro-energético, se ha pretendido conocer el ámbito micro-energético, dirigido a la zona de Lububu. De entrada, se han detallado cuáles son las características geográficas, demográficas y físicas de dicha región para saber de antemano la demanda energética media diaria, haciendo uso de valores de consumo diario correspondientes a días con variación de la cantidad consumida, según el periodo estacional escogido. Una vez se ha estimado la demanda media diaria, se han investigado los recursos energéticos disponibles y adecuados a la situación geográfica de la región de Lububu. Llegado a este punto, se han modelado todos los diferentes recursos energéticos disponibles y adecuados en la zona por medio de la aplicación del software conocida como “*Homer*”. Una vez se ha introducido toda la información necesaria, se ha simulado el software y se ha obtenido una serie de alternativas viables que abastecerían la demanda previa fijada. Por último, se ha valorado cada una de las alternativas simuladas y escogido la opción más apropiada a nuestras necesidades y prioridades técnico-social-económicas.

ESQUEMA GENERAL DEL TRABAJO

INPUTS

OUTPUTS

- Motivación
- Justificación

1. PRESENTACIÓN DEL TRABAJO

- Objetivos del trabajo

- Contexto global
- Potencial energético
- Análisis DAFO

2. ANÁLISIS MACRO - ENERGÉTICO

- Escenario tendencial (BAU)
- Escenario sostenible (SOST)

- Estimación demanda
- Recursos energéticos
- Tecnologías utilizadas

3. ANÁLISIS MICRO - ENERGÉTICO

- Implementación software
- Selección alternativas
- Análisis sensibilidad

4. PRESUPUESTO

1.2 Motivación

Como toda etapa de un estudiante universitario, el *“Trabajo de Fin de Grado”* es el último trámite para completar la formación y estudios del Grado. En mi caso, éste ha sido orientado acorde a los estudios realizados, el *“Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales”*; por lo que este documento es el último escalón para la conclusión de los estudios de grado.

La motivación para llevar a cabo su realización proviene del hecho de que llegados a este punto, una vez el alumno ya ha completado la formación básica, obligatoria y optativa correspondiente al grado, el estudiante tiene la capacidad de realizar, presentar y defender un trabajo autónomo donde se demuestren todos los conocimientos y aptitudes adquiridos durante la formación académica universitaria, bajo con la supervisión de un/a tutor/a asignado/a, con la finalidad de completar la última etapa académica asociada al grado.

1.3 Justificación

El trabajo presente se ha realizado partiendo de cierta parte de la docencia cursada previamente, destacando la optativa, cursada por parte del alumno, conocida como *“Introducción a las Energías Renovables”*, la cual ha sido un pilar fundamental para la ejecución del proyecto. Del mismo modo, se menciona a los Departamentos de Ingeniería Eléctrica, Energética, Química y Nuclear y el Departamento de Proyectos como docencia complementaria para la elaboración completa de dicho documento.

Dejando a un lado la motivación proveniente del ámbito académico, la posibilidad de modelar y evaluar diferentes alternativas para el abastecimiento eléctrico de una zona aislada mediante el uso de sistemas renovables híbridos que contribuya a proporcionar un mejor servicio eléctrico, que obtenga cubrir las necesidades energéticas de una región determinada, y de esta forma, realizar un aumento de la calidad de vida y a la reducción de pobreza de los habitantes de dicho escenario, es una justificación más que razonable para lleva a cabo este trabajo académico.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es el hecho de que el dimensionamiento de sistemas para abastecer las necesidades energéticas de zonas aisladas ha aumentado considerablemente; puesto que es una solución viable en todos los aspectos, tanto sociales, económicos y medioambientales para solventar la falta de recursos económicos e infraestructuras del país congoleño.

PARTE 2.

ANÁLISIS MACRO- ENERGÉTICO DE LA R. D. DEL CONGO

2 ANÁLISIS MACRO-ENERGÉTICO DE LA R.D. DEL CONGO

2.1 Contexto global de la R.D. del Congo

La República Democrática del Congo es una nación situada en el centro de África, por la cual se cruza la línea ecuatorial terrestre. Presenta la 2ª mayor superficie del continente africano, por detrás de Argelia y la 11ª más extensa a nivel mundial. Su frontera se encuentra limitada por varias naciones, además de una pequeña porción de costa al oeste del país donde se localiza la desembocadura del río Congo al océano Atlántico. La capital es la ciudad de Kinshasa, situada al oeste del estado africano, muy próxima a la frontera con el Congo. Su población actual (2018) ronda los 85 millones de habitantes, el 16º país con mayor cantidad de personas a nivel mundial. A día de hoy, el territorio nacional está organizado por un total de 26 provincias.



Figura 1. Situación geográfica de la R.D. del Congo. (Fuente: Wikipedia)



Figura 2. Distribución territorial de la R.D. del Congo. (Fuente: Wikiwand)

2.2 Potencial energético de la R.D. del Congo

El mayor sustentador de la economía del país deriva de la agricultura local de la zona, la cual presenta una gran demanda exterior. Entre los productos más destacables se encuentran el arroz, el caucho, el algodón, el cacao, té, azúcar o el aceite de palma entre otros. En este aspecto, la cantidad de residuos generados por dichas actividades agrícolas, junto con la ganadería, se ha considerado como una oportunidad de fuente de energía primaria, para ser uno de los factores principales de abastecimiento de energía eléctrica en numerosas zonas rurales donde existe una carencia de acceso y suministros de electricidad; para ello, se pretende realizar un dimensionamiento de un sistema híbrido renovable acorde a dichas necesidades de consumo eléctrico y la disponibilidad de los recursos energéticos de la zona.

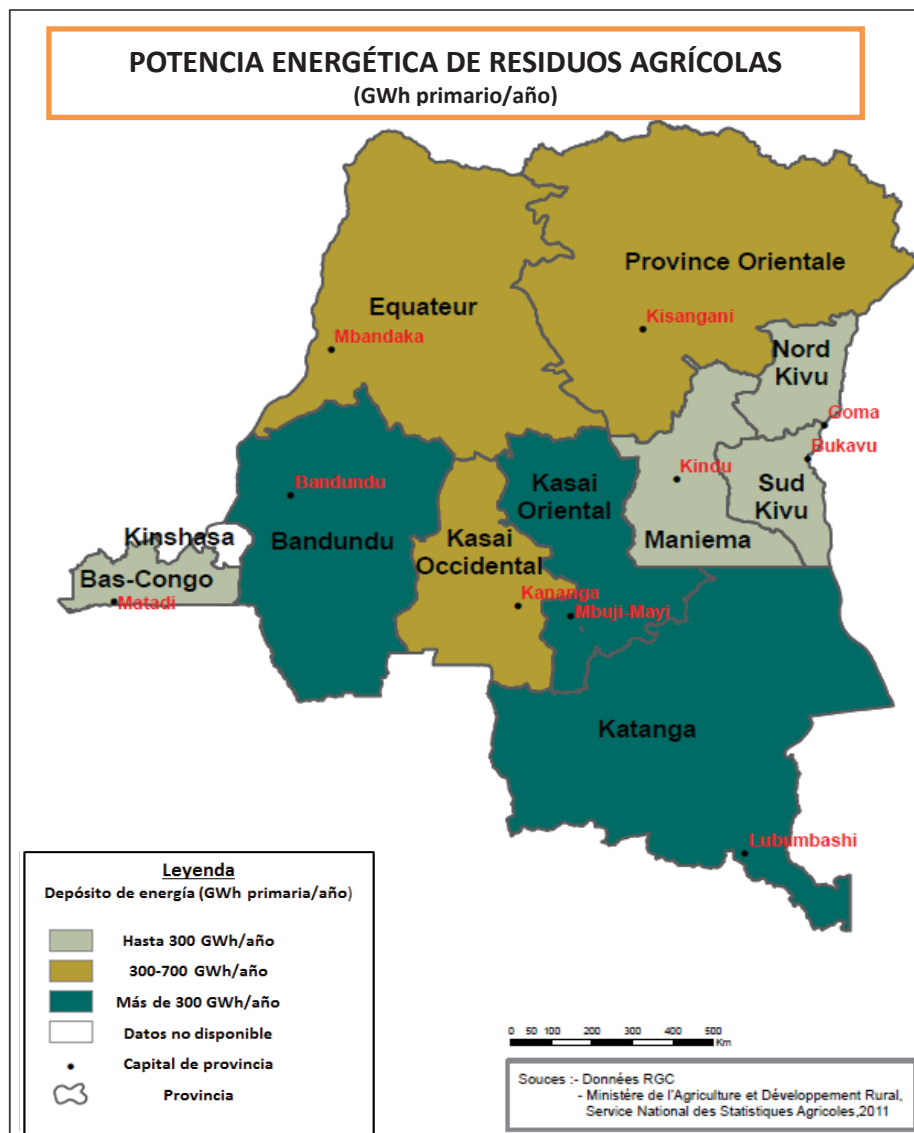


Figura 3. Potencial energético de residuos agrícolas del país. (Fuente: Atlas)

Una de las fortalezas de la República Democrática del Congo es la abundancia de recursos hídricos (arroyos, ríos y lagos) repartidos a lo largo del territorio nacional, lo que favorece a las áreas rurales y sitios aislados como una oportunidad para la pequeña hidroeléctrica de alternativa energética para abastecer la demanda de dichas regiones menores. Una de las ventajas de implantar semejantes infraestructuras sería el bajo impacto ambiental y social que presentan. Si se analiza la imagen siguiente, se observa el margen de centrales hidroeléctricas que actualmente se encuentran en periodo de desarrollo, la gran abundancia y distribución que éstas presentan, fomentando así, una oportunidad sólida para cubrir las necesidades energéticas de los lugares más desfavorecidos con el servicio eléctrico.

POTENCIA HIDRÁULICA DE LA R.D. DEL CONGO

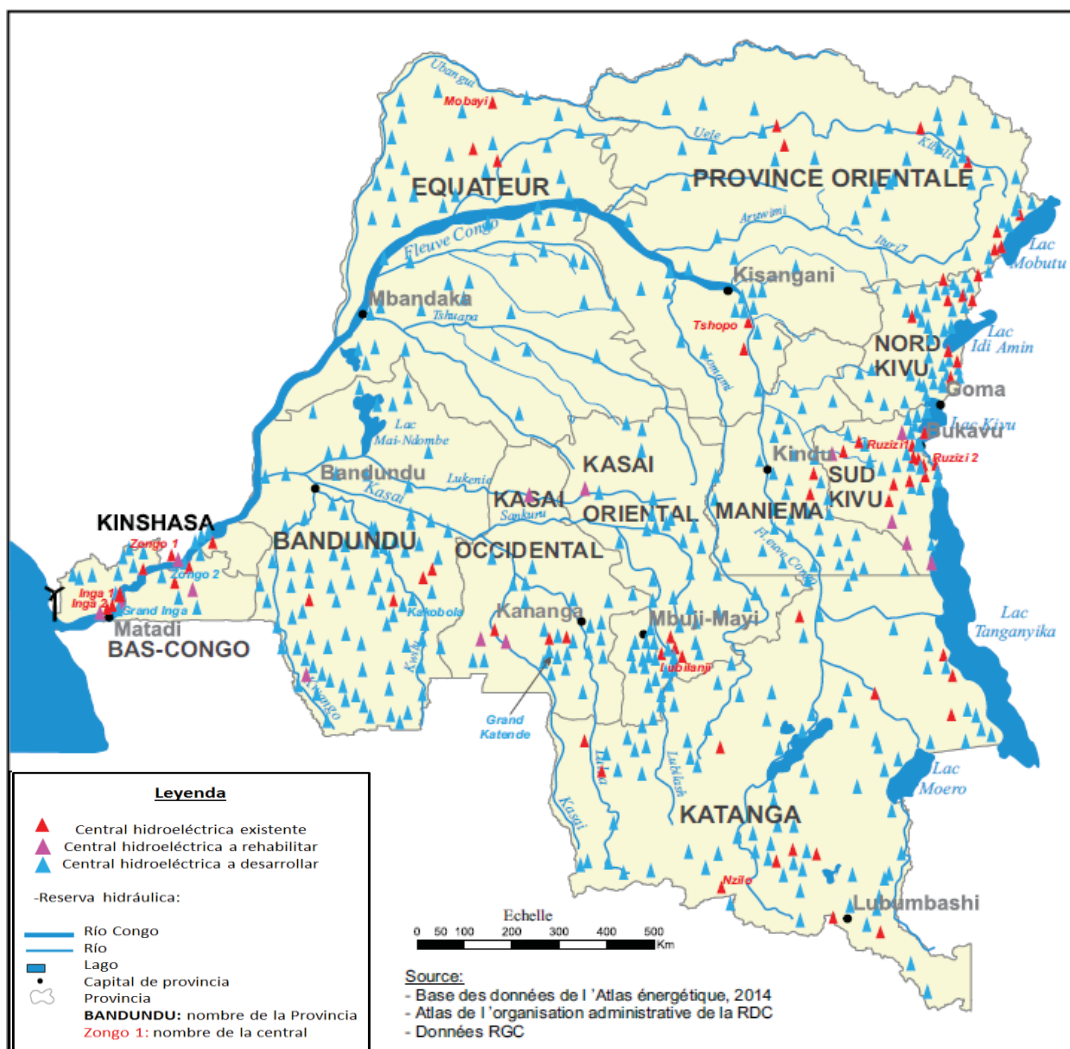


Figura 4. Potencial hidráulico de la R.D. del Congo. (Fuente: Atlas)

Se ha analizado la climatología media de la región de Kabongo (información climatológica de la villa más próxima a la región de Lububu) a través del siguiente histograma, donde se afirma la nula o escasa precipitación durante el periodo más seco, el cual es un factor a tener en cuenta a la hora del modelado de las posibles alternativas; el resto del año presenta valores de precipitación adecuados para el funcionamiento de la pequeña hidroeléctrica. En cuanto a la variable de la temperatura media anual, se ha observado la escasa variación que presenta: un valor mínimo próximo a los 20°C en los meses centrales del año y un valor máximo rondando los 25°C en la época en que empieza el periodo de precipitaciones.

Clima	Altitud (m)	Tª media (°C)	Tªmáx. (°C)	Tªmín. (°C)	Precipitación (mm)
Tropical	1011	23	25.1	20.5	967

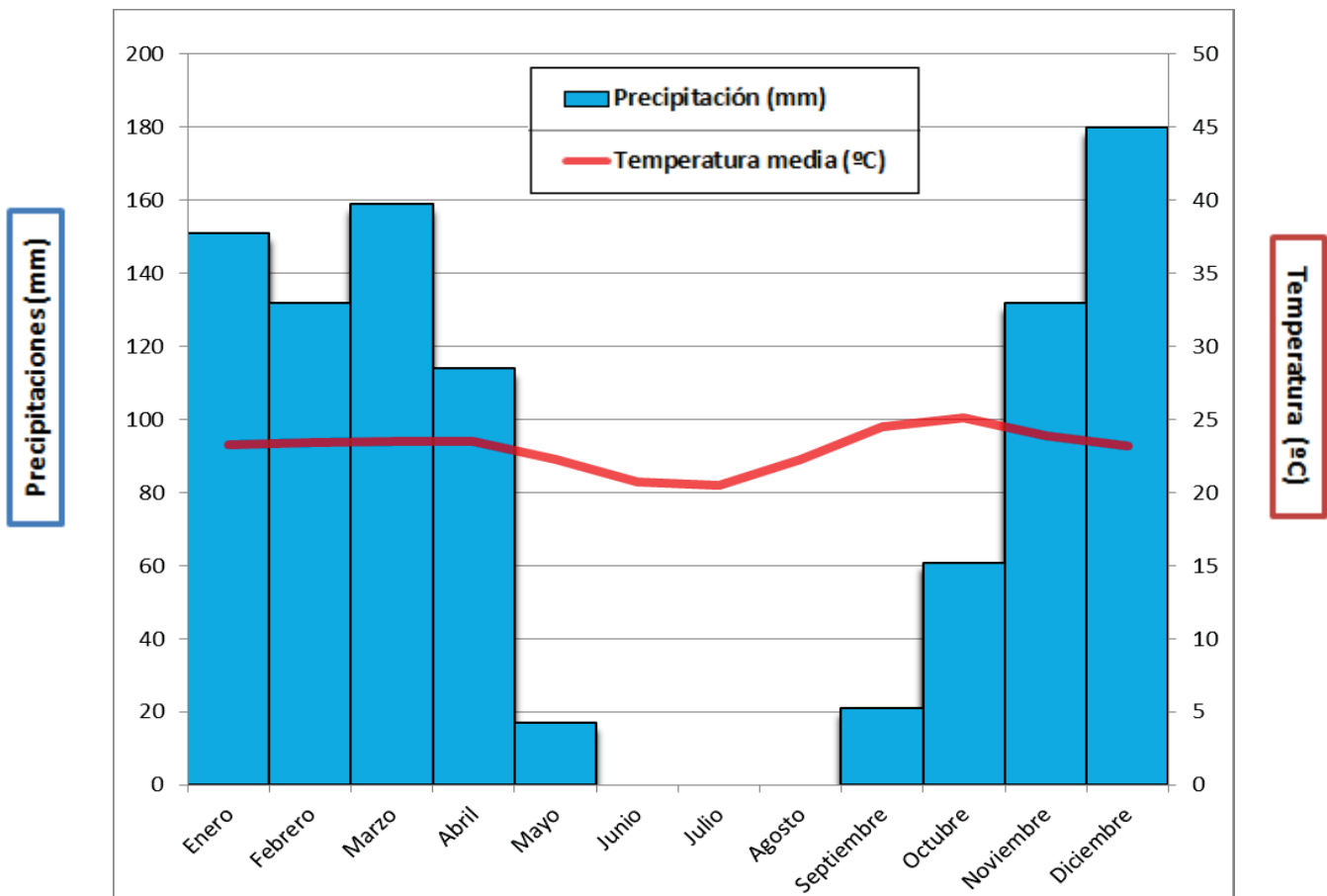


Gráfico 1. Histograma de la climatología local. (Fuente: climate-data.org)

Otro factor a tener en cuenta mediante las imágenes adjuntas son los altos niveles de potencia solar presentes en la mayor parte del territorio nacional congoleño, ligado este hecho a la enorme superficie disponible en el país, supone otra causa a tener en cuenta para la implementación de los recursos disponibles en la posterior simulación de las alternativas viables en el software, para verificar la posible implementación de sistemas fotovoltaicos en nuestra región de Lububu.

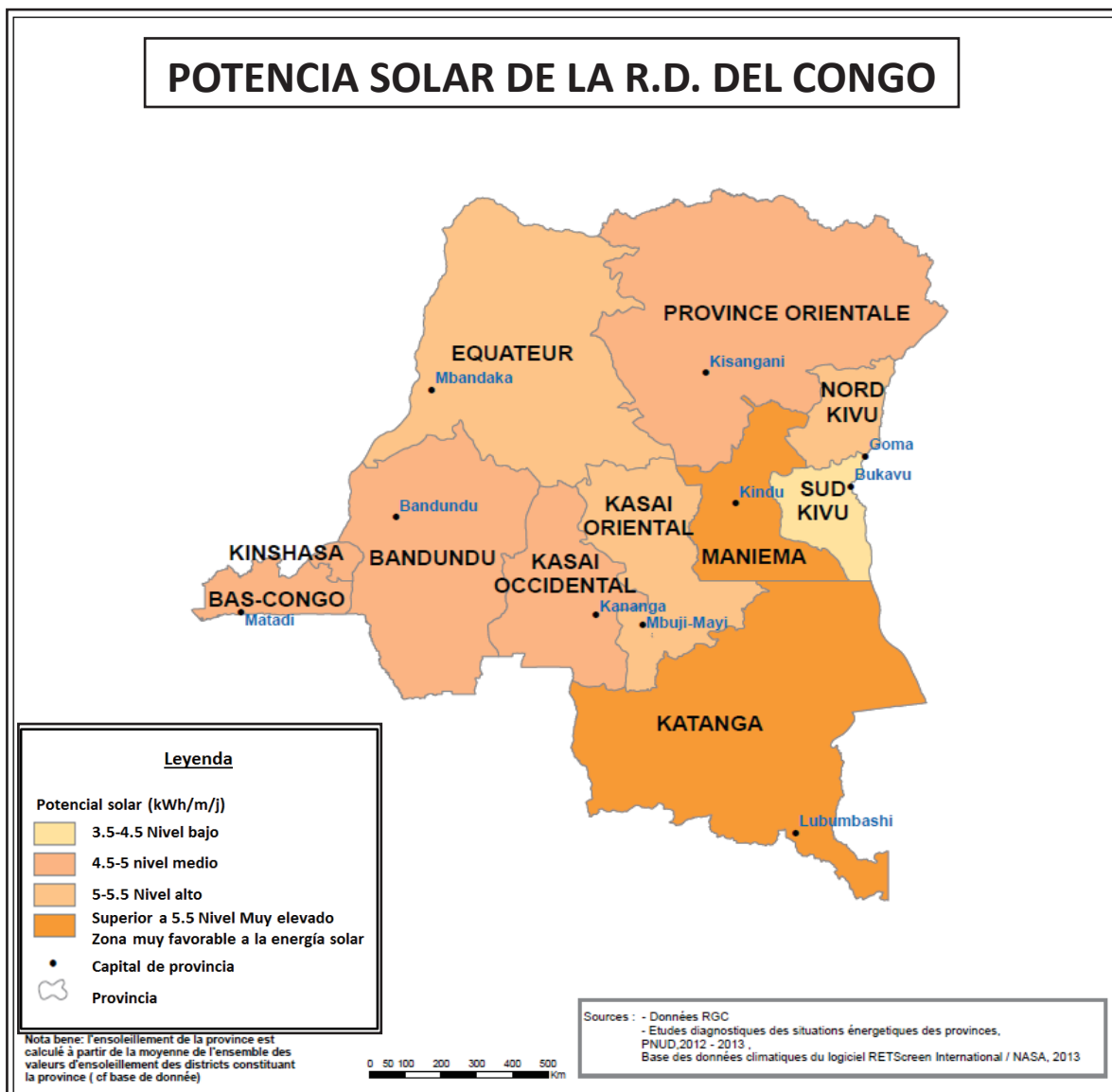


Figura 5. Potencial solar de la R.D. del Congo. (Fuente: Atlas)

Sin embargo, los recursos eólicos del país son limitados, se observa en la leyenda del potencial eólico, cómo los rangos de velocidad del viento son bajos en comparación con otros lugares de la superficie terrestre. Solamente en la parte sur del territorio nacional cabría la posibilidad de instalar sistemas de pequeña turbina eólica en las zonas más rurales, acompañados de módulo solar fotovoltaico y baterías. Además de las limitaciones de disponibilidad de elevados niveles de viento, existe una considerable limitación de la energía eólica para la transformación eléctrica debido a la baja habilidad y conocimiento técnico que dicha tecnología podría representar en el país congolés.

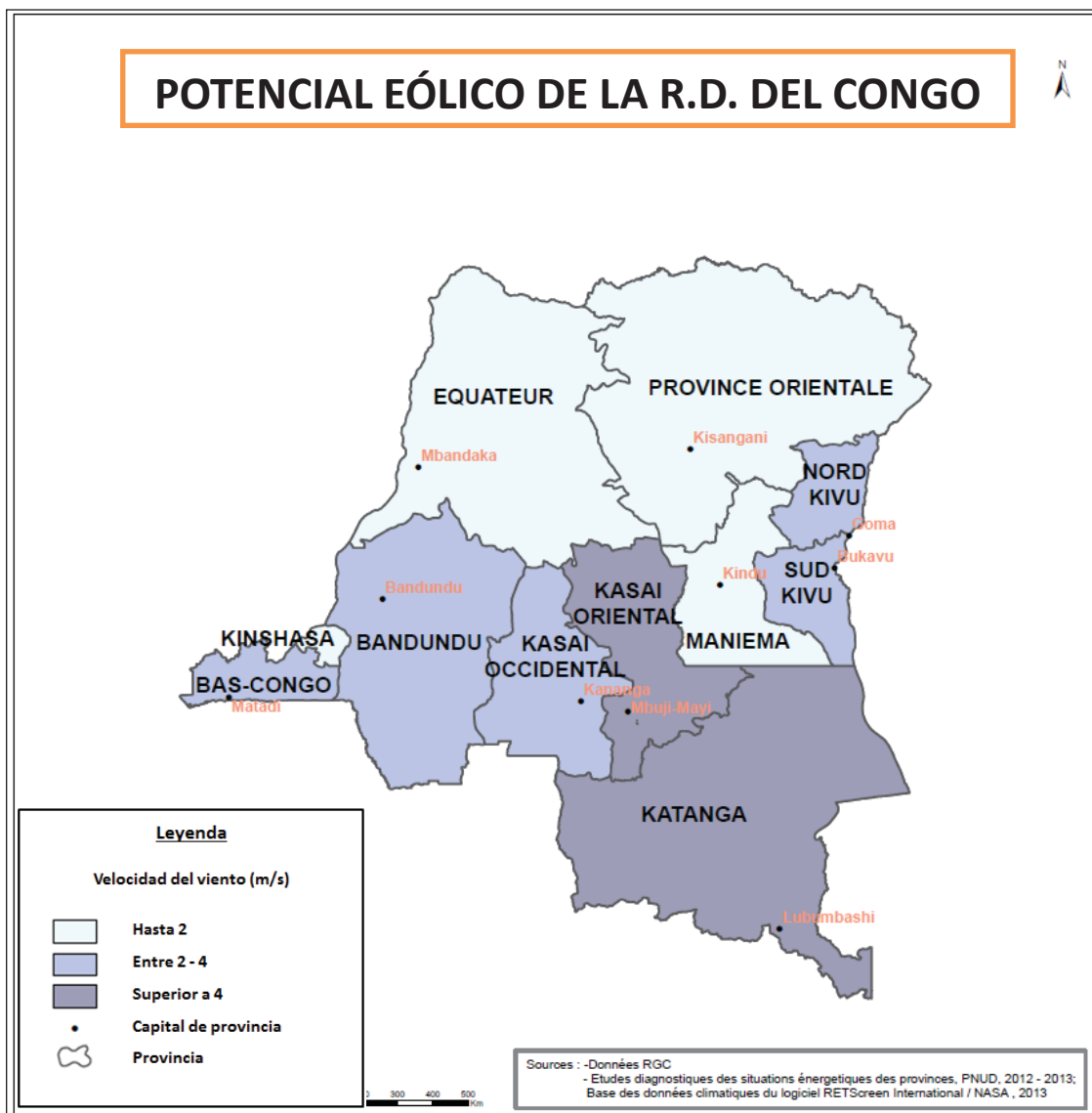


Figura 6. Potencial eólico de la R.D. del Congo. (Fuente: Atlas)

Se han investigado las características eólicas de la región de Lububu, que por un parte se han incluido en la simulación posterior de las alternativas energéticas, y por otra confirma el escaso nivel de viento que presenta nuestra región de Lububu, situada en la provincia de Katanga, al sur de la R.D. del Congo.

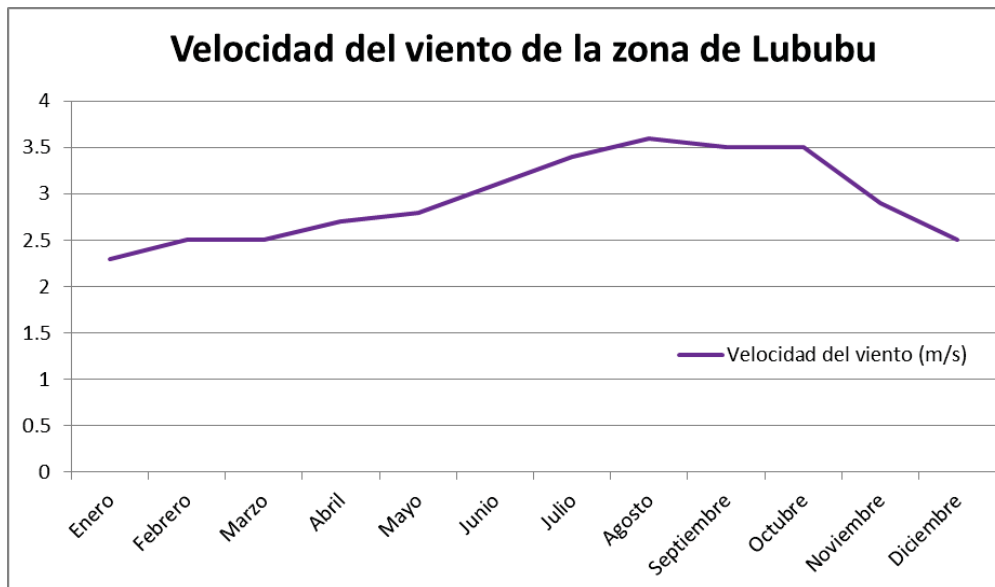


Gráfico 2. Velocidad media del viento de la zona de Lububu.

2.3 Análisis DAFO

Hecha esta salvedad, se ha tratado de sintetizar los recursos energéticos, los aspectos sociales y económicos de la República Democrática del Congo por medio de este tipo de análisis que permite conocer de forma esquematizada, las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades del país africano. En el aspecto interno se ha valorado la situación política actual, el entorno social de la población congoleña, los recursos y reservas energéticos disponibles teniendo en cuenta el potencial energético que presentan. Por otra parte, en el ámbito externo, el análisis permite concienciarse de las amenazas y oportunidades a las que está expuesta la nación, ya sea como consecuencia de las debilidades y fortalezas internas presentes o de los altos riesgos a lo que el país se encuentra expuesto. Las siguientes características del análisis DAFO se han tenido en cuenta para la posterior simulación del software.

ANÁLISIS DAFO

<u>Debilidades</u>	<u>Amenazas</u>
<ul style="list-style-type: none">• DDHH. Violación frecuente de los Derechos Humanos.• DESIGUALDAD. Diferencia social entre hombres y mujeres.• IDH. Valores mínimos en Índice de Desarrollo Humano.• SERVICIOS PÚBLICOS. A pesar de su progresión, siguen siendo escasos en Educación y Sanidad.• CUALIFICACIÓN. Destaca la baja cualificación de la mano de obra nacional.• ENERGÍA EÓLICA. Bajos niveles de velocidad de viento.	<ul style="list-style-type: none">• INESTABILIDAD. Aparición de posibles conflictos internos.• INTERESES. Rivalidad de intereses económicos externos.• INSEGURIDAD. Asociada a los marcos político, jurídico y social.• RECESIÓN. Disminución del crecimiento del PIB de país.• INFLACIÓN. Aumento considerable y repentino de los precios.• PROLIFERACIÓN. Posibilidad de aparición y propagación de enfermedades.
<u>Fortalezas</u>	<u>Oportunidades</u>
<ul style="list-style-type: none">• RECURSOS NATURALES. Son numerosos, muy variados y de gran valor.• ABUNDANCIA FORESTAL. Frondosa vegetación y bosques.• ENERGÍA HIDROELÉCTRICA. Abundancia de recursos hídricos.• FUENTES ENERGÍA. Ciertas reservas de petróleo y gas natural.• MODULARIDAD. Crecimiento acorde a las necesidades básicas.• ENERGÍA SOLAR. Elevados niveles de potencia solar en el país.	<ul style="list-style-type: none">• SUPERFICIE. Considerado como el 11º país con mayor superficie mundial.• ABUNDANCIA FORESTAL. Posee el 50% de los bosques del continente africano.• RESTOS AGRÍCOLAS. Mayor demanda exterior agricultura y productos nacionales.• TURISMO. Crecimiento del servicio turístico por su biodiversidad de fauna y flora.• CONSTRUCCIÓN. Margen de infraestructuras y construcción.

2.4 *Situación energética actual de la R.D. del Congo (2015)*

En primer lugar, se ha pretendido conocer la situación energética de la nación congoleña en la actualidad; para ello se ha elaborado la siguiente tabla adjunta donde se podrá visualizar, a través de la información proporcionada por la Agencia Internacional de la Energía, el balance energético más reciente del país, cuyos valores se remontan al año 2015:

Actividades	Petróleo	Productos petrolíferos	Gas Natural	Hidráulica	Biofuel y residuos	Electricidad	TOTAL
Producción	1.055	0	0	767	27.252	0	29.074
Importación	0	1.032	1	0	0	2	1.035
Exportación	-1.055	0	0	0	0	-37	-1.092
Bunkers Marinos Internacionales	0	0	0	0	0	0	0
Bunkers Aviáticos internacionales	0	-130	0	0	0	0	-130
Modificaciones de Stock	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 1. Balance energético fuentes primarias de la R.D. del Congo 2015 (ktep).

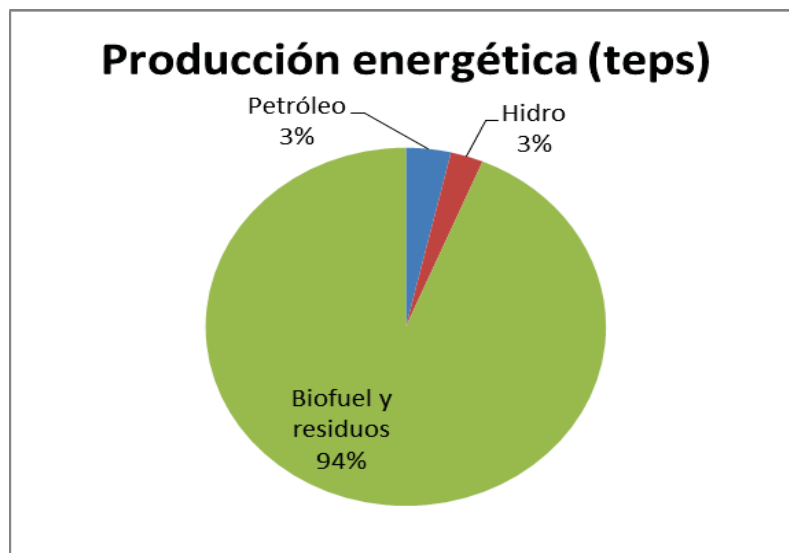


Gráfico 3. Producción energética de la R.D. del Congo 2015 (%).

Mediante la tabla y gráfico anteriores se observa la importancia de la biomasa y los restos agrícolas generados, ya que con casi totalidad influyen en la producción energética del país congolés. De esta forma se confirman aspectos importantes del análisis DAFO previo, donde se ha destacado la abundancia forestal ligada a su enorme superficie abarcada, al igual que la gran demanda agrícola que genera una gran cantidad de restos agrícolas en gran parte del territorio nacional. Una realidad del país es la falta de alumbrado, calefacción y suministro eléctrico en la mayor de la población; por lo que la abundancia de restos agrícolas y naturales cubre, en su mayor medida, las necesidades eléctricas de los habitantes que se encuentran en situaciones de menor disponibilidad eléctrica.

De la misma manera, entre las fortalezas mencionadas destacaban las fuentes de energía y los recursos hídricos, los cuales complementan, en menor medida, a la producción energética de la República Democrática del Congo. Otra realidad del país es el hecho de la exportación total del crudo de petróleo extraído de las reservas nacionales; pero a su vez, se realiza una importación importante de derivados del petróleo, como se muestra en la tabla anterior, cuya finalidad está mayoritariamente destinada al transporte. Una vez se han obtenido las fuentes primarias, dicha cantidad de energía primaria se somete a una serie de transformaciones y elaboraciones, convirtiéndose en energía secundaria, un ejemplo sería la transformación completa de la energía hidráulica en energía eléctrica. Una vez se ha conocido la energía secundaria disponible, se ha detallado el consumo final según la aplicación a la cual está destinada en la tabla siguiente:

Actividades	Productos petrolíferos	Biofuel y residuos	Electricidad	TOTAL
Energía Secundaria	902	19977	625.5	21504.5
Industria	15	3062	343	3420
Transporte	881	0	0	881
Residencial	2	16915	218	17135
Comercial y Servicios	0	0	64	64
Agricultura y Forestal	0	0	0.5	0.5
Pesca	0	0	0	0
Uso no energético	4	0	0	4

Tabla 2. Balance energético fuentes finales de la R.D. de Congo 2015 (ktep).

Llegados a este punto, una vez se ha determinado el contexto global, el potencial energético y la situación energética actual de la R.D. del Congo, se trata de estudiar diferentes escenarios energéticos; uno que defina la evolución tendencial actual del país (Escenario BAU) y otro escenario, definido en un marco de transición energética, donde se implementan unos objetivos energéticos en un plazo temporal fijado, haciendo uso de las energías renovables para su cumplimiento (Escenario Sostenible).

2.5 Escenario Tendencial (BAU)

Primeramente, se ha planteado el escenario tendencial del país, se ha partido de la información de la "Agencia Internacional de la Energía", referida al país congolés, sobre los indicadores históricos y balances energéticos calculados anualmente. Conociendo dichos valores, se han realizado sus proyecciones a corto y largo plazo para la evaluación de la evolución tendencial energética de la nación. Para ello, se ha implementado de antemano los consumos de energía, medidos en kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep), de los diferentes sectores económicos en el intervalo temporal [1990-2015]. Debido a la trascendencia de semejante información, se ha mostrado mediante el uso de una tabla, con los valores íntegros y una gráfica que facilita la visualización de la evolución del consumo.

Año	Industrial	Transporte	Servicios	Doméstico	Agric. Y Pesca
1990	2301	194	0	7698	1
1991	2174	164	0	7895	1
1992	2243	150	0	8152	1
1993	2323	151	0	8426	1
1994	2373	155	0	8655	1
1995	2450	155	0	8922	1
1996	2526	156	0	9200	1
1997	2605	154	0	9493	1
1998	2686	156	0	9796	1
1999	2760	149	0	10149	1
2000	2884	263	121	10397	0.5
2001	3000	215	122	10788	0.5

2002	3172	230	39	11161	0.5
2003	3298	273	29	11558	0.5
2004	3406	297	19	11968	0.5
2005	3534	369	20	12399	0.5
2006	3631	397	21	12917	0.5
2007	3832	443	16	13294	0.5
2008	3947	502	16	13735	0.5
2009	4097	502	18	14223	0.5
2010	4123	549	17	14398	0.5
2011	4357	703	18	15190	0.5
2012	3115	699	105	12784	0.5
2013	3180	1094	113	14732	0.5
2014	3371	1490	69	16580	0.5
2015	3421	881	64	17135	0.5

Tabla 3. Consumo energético por sectores de la R.D. de Congo (ktep). (Fuente: IEA)

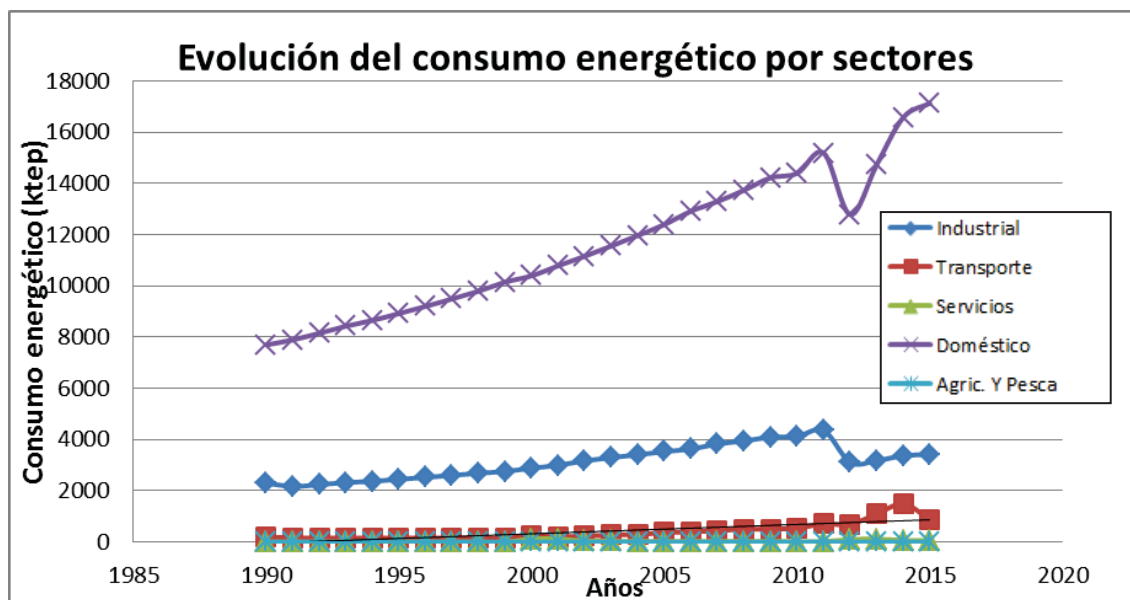


Gráfico 4. Evolución del consumo energético de la R.D. del Congo. (Fuente: IEA)

En vista de la gráfica anterior, se observa que el mayor consumo energético del país reside en el ámbito doméstico, cuya tendencia sigue aumentando de forma significativa. El siguiente sector más destacable es el industrial, cuya evolución también es ascendente, pero de una forma más limitada. Se ha hecho hincapié en el punto de inflexión de los sendos sectores mencionados como consecuencia del conflicto que existió en el este de la R.D del Congo (2012-2013), denominada como “guerra en los Kivus”, que de forma indirecta influyó en el descenso del consumo energético del país. Otro factor a tener en cuenta es el hecho de establecer el consumo reciente del sector de la agricultura y pesca en un valor constante de consumo de medio ktep; puesto que la fuente proporciona la información numérica en valores enteros y para no definir un consumo nulo de dicho sector, se ha adoptado dicha medida que presenta mayor exactitud.

De forma análoga, se ha procedido a conocer los datos referidos a la población congoleña y el producto interior bruto (PIB) en el mismo intervalo temporal establecido anteriormente [1990-2015] y la evolución durante ese periodo. Ambos parámetros complementan a los referidos al consumo energético para el posterior análisis en este apartado de escenario tendencial.

Año	Población (x10⁶ habitantes)	PIB (Bill USD2010)
1990	34.96	23.13
1991	36.31	21.19
1992	37.78	18.96
1993	39.32	16.41
1994	40.8	15.77
1995	42.18	15.88
1996	43.43	15.72
1997	44.56	14.83
1998	45.65	14.59
1999	46.79	13.97
2000	48.05	13
2001	49.45	12.73
2002	50.97	13.11
2003	52.6	13.84
2004	54.32	14.77
2005	56.09	15.68
2006	57.93	16.51
2007	59.84	17.54
2008	61.81	18.63
2009	63.85	19.17
2010	65.94	20.52
2011	68.09	21.93
2012	70.29	23.5
2013	72.55	25.5
2014	74.88	27.79
2015	77.27	29.71

Tabla 4. Población y valores del PIB de la R.D. de Congo. (Fuente: IEA)

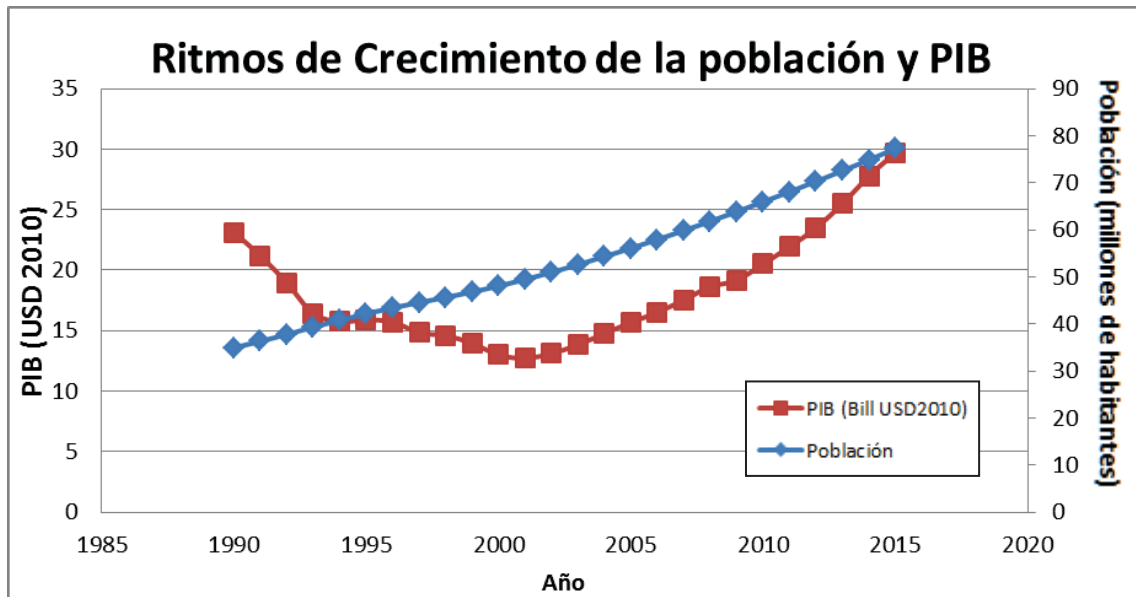


Gráfico 5. Ritmos de Crecimiento de la población y PIB de la R.D. del Congo. (Fuente: IEA)

La evolución de la población ha aumentado de forma constante a lo largo de las últimas 3 décadas, cuya cifra actual ronda los 85 millones de habitantes. En cambio, la evolución del PIB sufrió una decadencia durante la primera década conocida hasta el fin del conflicto interno del año 2002 mencionado anteriormente.

A partir de las evoluciones de las variables presentadas en los dos apartados anteriores se han calculado los ritmos de variación de la demanda y del crecimiento mediante el uso de las siguientes fórmulas, las cuales toman los valores extremos de cada intervalo para calcular la variación media de los parámetros:

$$\text{presente} = \text{pasado} \times (1 + \text{ritmo de crecimiento})^n$$

$$\text{Ritmo de crecimiento} = \left(\frac{\text{Presente}}{\text{Pasado}}\right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

n= número de periodos de tiempo

1. Ritmos de variación de la demanda (%)		
Sector	% (utilizado)	% (calculado)
Industrial	1.5	1.5
Transporte	6.0	6.0
Servicios	1.0	-3.9
Doméstico	3.1	3.1
Agric. Y Pesca	0.5	-2.6

2. Otros ritmos de crecimiento (%)		
Población	3.1	3.1
PIB (M€2005)	1.0	1

Tabla 5. Ritmos de variación de demanda y crecimiento de la R.D. de Congo.

Se han modificado los parámetros correspondientes a “Servicios” y “Agricultura y pesca”; puesto que la tendencia es parcial en el intervalo temporal; por lo que al aplicar las fórmulas previas proporciona un valor erróneo al emplear los extremos en dichas ecuaciones. Para solventarlo, se ha implementado un valor experimental acorde al tramo tendencial señalado en color rojo. A continuación, se han aplicado dichos ritmos de variación de demanda y crecimiento al último año de referencia, tomando de partida la información del año más reciente, 2015, para ver cuáles serían las proyecciones de la evolución tendencial del país en el intervalo [2015 (actual) – 2040], separado por lustros. [Véase Tabla 2]

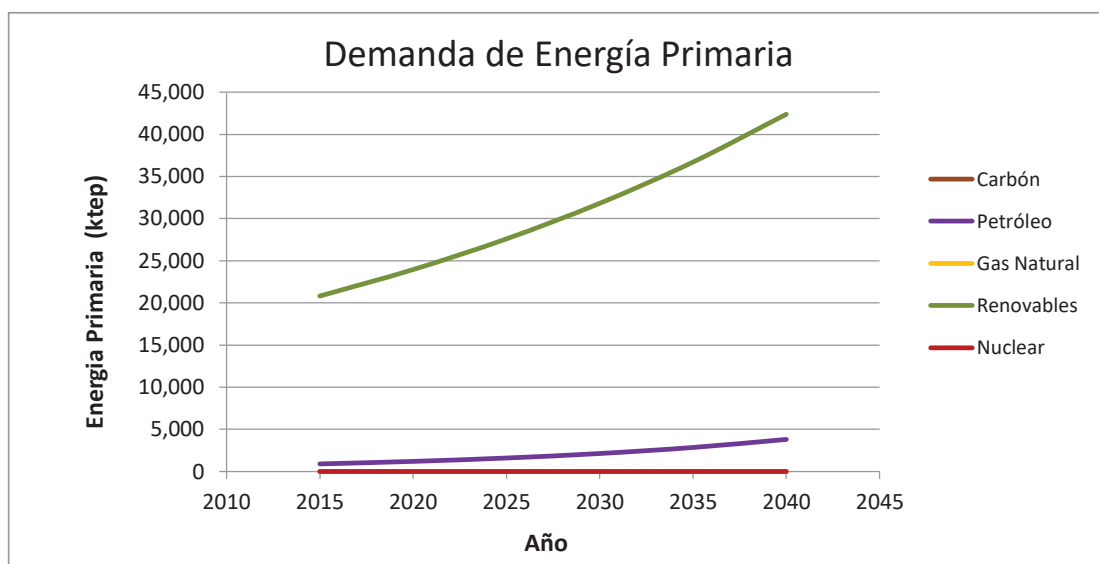


Gráfico 6. Evolución tendencial de la demanda primaria en el escenario BAU.

La gráfica indica la significativa evolución que presentan las energías renovables y el papel primordial que éstas tendrán en el futuro desarrollo energético de la R.D. del Congo en base a los ritmos de crecimiento y variación de la demanda. Visto anteriormente, la mayor parte de la demanda primaria corresponde al consumo doméstico de la población congoleña. [Véase Gráfico 4] Otro rasgo a señalar es el aumento que tendría el petróleo que, a pesar de

verse incrementado de forma más moderada, podría presentar problemas por la limitación del recurso y las consecuencias medioambientales que podría acarrear. El incremento de la demanda primaria del petróleo se corresponde a un aumento del transporte asociados a motores de combustión.

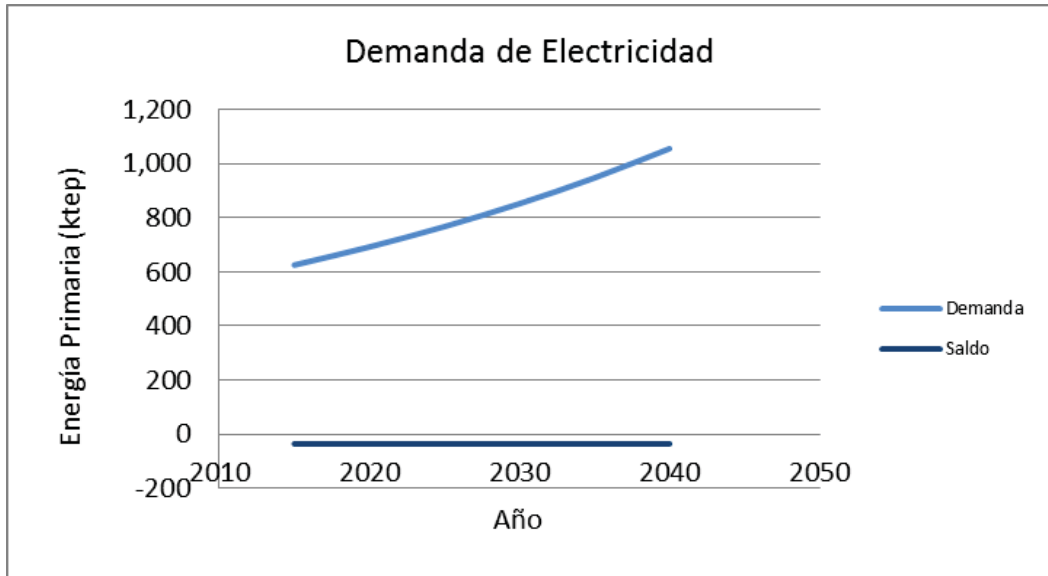


Gráfico 7. Evolución de la demanda eléctrica en el escenario BAU.

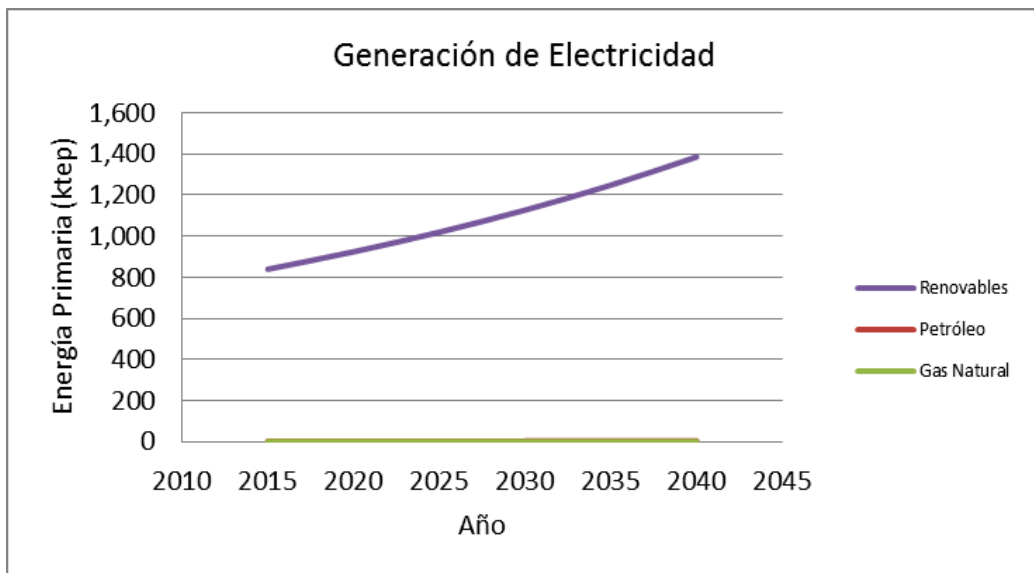


Gráfico 8. Evolución de la generación eléctrica en el escenario BAU.

Por consiguiente, la generación eléctrica está condicionada a la tendencia de demanda primaria de las energías renovables, principalmente en la energía hidráulica. Sin embargo, resulta insignificante para el abastecimiento eléctrico total de la población; puesto que en el gráfico solamente se contempla el consumo eléctrico correspondiente a la pequeña parte de la población congoleña que actualmente dispone de acceso a suministro eléctrico. De la misma forma, se observa la tendencia análoga de la demanda eléctrica proyectada, la cual está simulada con los precedentes energéticos de la “*Agencia Internacional de la Energía*”, donde la realidad social no se corresponde con el objetivo energético real de la nación congoleña.

Por otra parte, a raíz del previsto aumento del uso del petróleo por medio del transporte con combustión interna, los niveles de CO₂ se verán alterados en concordancia a las tendencias expuestas anteriormente. Para una mejor visualización se aporta la tabla siguiente:

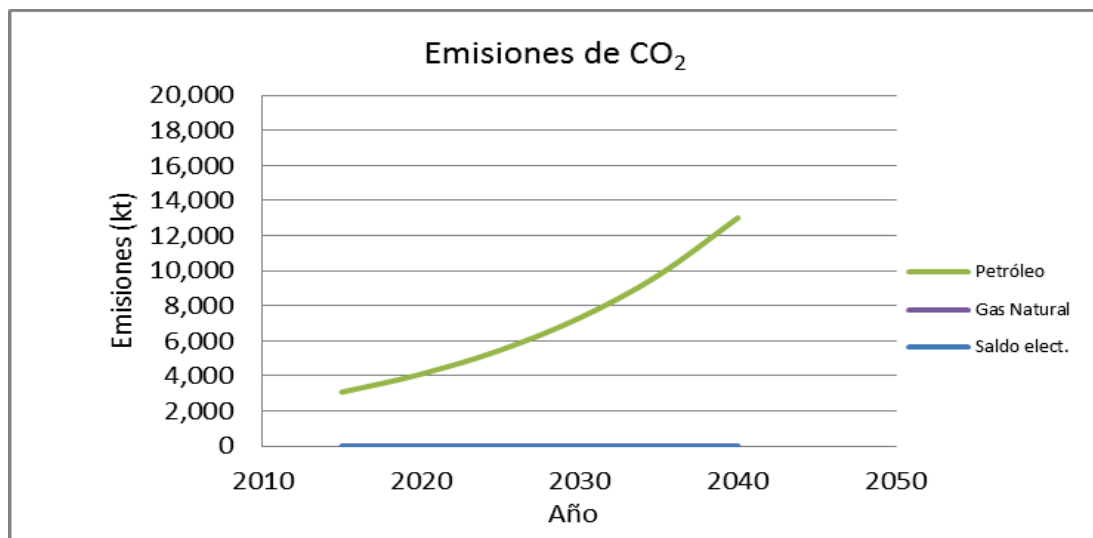


Gráfico 9. Evolución de las emisiones de CO₂ según la fuente primaria.

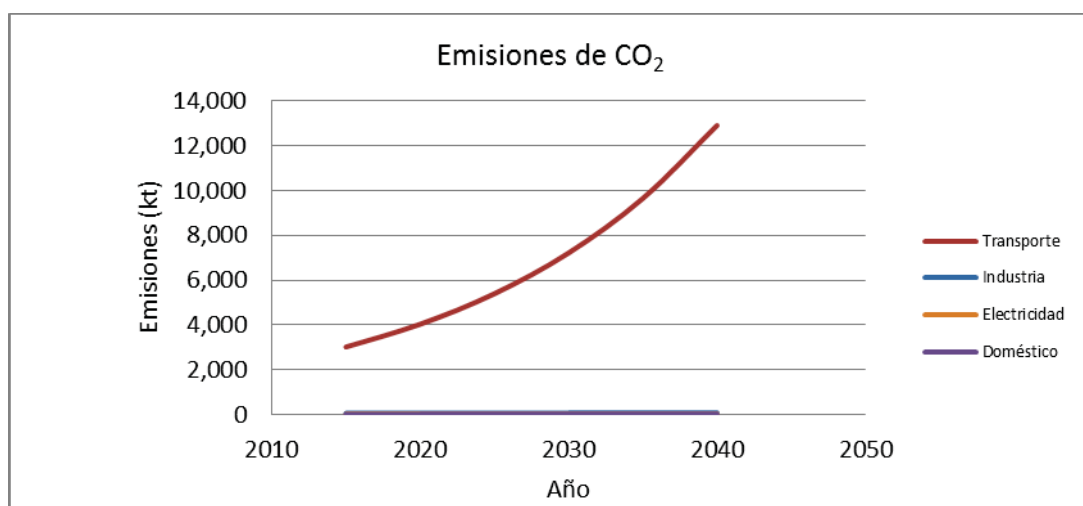


Gráfico 10. Evolución de las emisiones de CO₂ por sectores.

Tras haber analizado todas estas observaciones, se ha realizado un seguimiento de varios indicadores históricos proporcionados por la misma fuente utilizada en los apartados anteriores, para examinar las proyecciones que presentan y extraer conclusiones de cara al escenario sostenible a plantear.

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
Población (Millones)	Población	77.27	90.00	104.83	122.10	142.22	165.65
Billones USD 2010	PIB	30	31	33	34	36	38
TWh	Consumo Electricidad	7.26	8.03	8.90	9.88	10.99	12.24
Kt	Emisiones CO ₂	3,083	4,108	5,477	7,306	9,752	13,022
ktep	Eprimaria	21,683	25,124	29,163	33,916	39,522	46,151
ktep	Energía final	21,501	24,923	28,941	33,671	39,250	45,850
ktep	EP generada	20,816	23,957	27,596	31,814	36,705	42,379
ktep	Saldo eléctrico	-35	-35	-35	-35	-35	-35
ktep	Electricidad generada	661	727	802	887	982	1,090
INDICADORES							
	Año	2015	2020	2025	2030	2035	2040
%	Dependencia exterior	4.00	4.64	5.37	6.20	7.13	8.17
2010 USD/hab	PIB/cápita	0.38	0.35	0.31	0.28	0.25	0.23
tep/hab	TEP/cápita	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
tep/M2005€	TEP/PIB	729,822	805,883	891,481	988,036	1,097,230	1,221,057
tep/M2005€	TEFinal/PIB	723,679	799,438	884,704	980,897	1,089,693	1,213,085
MWh/hab	Electricidad/cápita	0.094	0.089	0.085	0.081	0.077	0.074
t/tep	CO ₂ /TEP	0.14	0.16	0.19	0.22	0.25	0.28
t/M2005€	CO ₂ /PIB	103,768	131,758	167,417	212,852	270,750	344,535
t/hab	CO ₂ /cápita	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08

Tabla 6. Evolución de los indicadores históricos de la R.D. de Congo. (Fuente IEA)

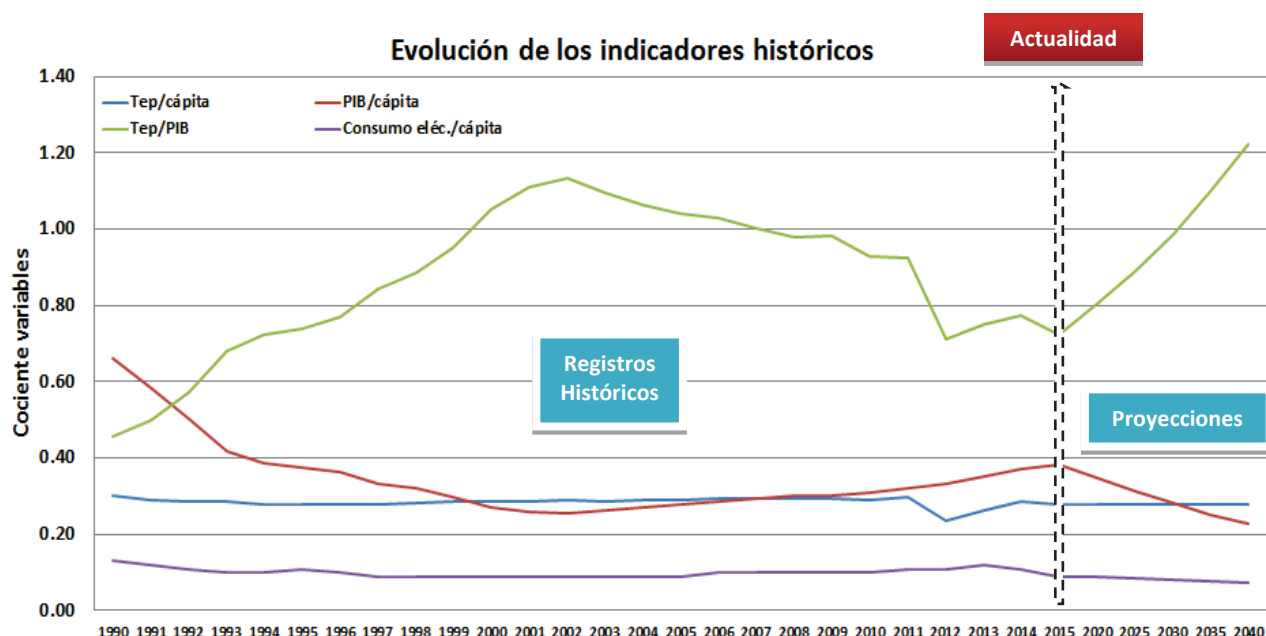


Gráfico 11. Evolución de los indicadores históricos de la R.D. del Congo. (Fuente IEA)

Haciendo uso del gráfico anterior, se ha interpretado que los cocientes de variables de “Tep/cápita” y “Consumo electricidad/cápita” se mantienen constantes en sus respectivas proyecciones. Sin embargo, el cociente de “PIB/cápita” sufre un descenso moderado en los próximos 25 años; es decir, la producción de bienes y servicios se estabiliza cuanto mayor es la población del país. Por el contrario, el cociente “Tep/PIB” presenta un crecimiento sustancial, lo que significa un mayor consumo final energético respecto al aumento previsto del producto interior bruto. Aclarar que la unidad “Tep” corresponde a “tonelada equivalente de petróleo de consumo final”.

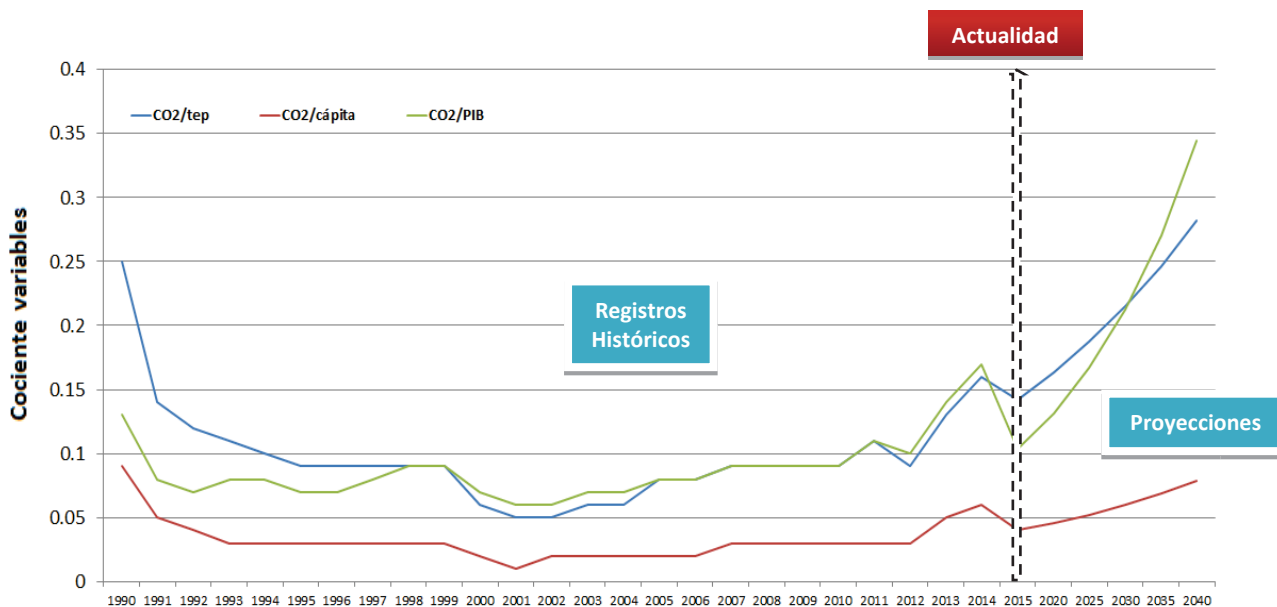


Gráfico 12. Evolución de los indicadores históricos medioambientales. (Fuente IEA)

De forma análoga se ha presentado el gráfico de las proyecciones del CO₂, las cuales sufren un importante crecimiento de los tres cocientes: “CO₂/Tep”, “CO₂/cápita”, “CO₂/PIB”; lo que supone una previsión de impacto medioambiental considerable en el país; consecuencia que se ha tenido en cuenta en la elaboración de un escenario sostenible en el siguiente apartado.

Todas estas observaciones han llevado al breve análisis requerido del escenario BAU o tendencial de la R.D del Congo. A partir de este punto se ha tratado de elaborar un escenario energético sostenible, donde se ha mejorado la disponibilidad energética del país utilizando algunas estrategias derivadas del margen de mejora que presenta el escenario tendencial y se confirmará mediante los registros de los indicadores históricos.

2.6 Escenario Sostenible (SOST)

Una vez se ha realizado y presentado el escenario BAU o tendencial de la nación, se ha tratado de elaborar un escenario donde se ha destacado una serie de proyectos que actualmente se encuentran en vías de desarrollo o aprobados. Una vez se conoce toda la información referida a la producción energética equivalente a la incorporación de dichos proyectos, se hará una valoración de los objetivos alcanzados haciendo una comparación breve de las variables e indicadores históricos más destacables.

Otro aspecto a destacar en este apartado es el relativo al desafío constante del cambio climático. Uno de los objetivos más importantes de un escenario sostenible es fomentar el uso de las energías renovables para prevenir las emisiones de gases contaminantes. A nivel global se siguen realizando diversas apuestas energéticas; una de las más destacables es la conocida como el horizonte 20/20/20, aplicada en la Unión Europea, cuyos objetivos están enfocados en 3 aspectos importantes: la reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero, el ahorro de consumo energético mediante la eficiencia y el aumento de implementación de las energías renovables; todos ellos en un 20%. De forma análoga se ha tratado de implementar un escenario energético análogo al de la propuesta europea para la R. D. del Congo, aumentar en un 20% la electrificación del país para el año 2035.

Anteriormente se ha mencionado la importancia energética y la abundancia de los recursos hídricos en todo el territorio nacional, destacando el río Congo como el segundo río con mayor caudal mundial y el que presenta una mayor profundidad. Por ello, se ha recopilado información referida a los macro proyectos de centrales hidráulicas más importantes que se están llevando a cabo en la actualidad en el país, los cuales propiciarán a alcanzar el cumplimiento del objetivo planteado del escenario sostenible. A continuación, se mostrará el listado de las instalaciones hidroeléctricas que se encuentran propuestas o en vías de desarrollo, su capacidad energética equivalente, el estado actual del proyecto y el año aproximado a partir del cual serán operativas.

Cabe destacar dos macro-proyectos, como son las presas **“Grand Inga”** e **“Inga III”**, aunque como consecuencia de numerosos periodos de inestabilidad e incertidumbre política y social sufren varios retrasos en la ejecución de ambos proyectos. Por otra parte, las centrales eléctricas **“Inga I”** e **“Inga II”** se encuentran actualmente funcionando en un 40% de su capacidad total, debido a la falta de piezas de recambio en las instalaciones. Para solventar este problema se ha propuesto realizar una remodelación de sendas presas hidroeléctricas para que operen al máximo de su capacidad energética inicial, la fecha de ejecución de dicha operación resulta incierta, puesto que constantemente surgen problemas burocráticos y de tramitación que aplazan la rehabilitación de ambas presas ya existentes. En nuestro caso, se ha indicado 2020 como fecha de finalización del remodelado; y, por lo tanto, se ha incluido el aumento de la capacidad de producción energética a su totalidad. **[Ver anexo adjunto]**

Estación	Capacidad (MW)	Equivalencia (ktep)	Año (estimado)	Estado
Grand Inga	39000	29.381	2030	Propuesto
Inga III	4800	3616	2025	Contratación
Presa de Busanga	240	181	2020	Propuesto
Presa Zongo II	150	113	2020	En construcción
Central Ruzizi III	145	109	2020	En construcción
Presa de Katende	64	48	2020	En construcción
Presa Kakobola	10.5	8	2020	En construcción
Inga I	140 -> 351	159	2020	Propuesto
Inga II	570 -> 1424	643	2020	Propuesto

Tabla 7. Listado de las centrales eléctricas previstas en la R.D. de Congo. (Fuente Wikipedia)

Año	Aumento capacidad (MW)	Equivalencia (ktep)
2020	1.675	1.262
2025	4.800	3.616
2030	39.000	29.380

Tabla 8. Listado de la capacidad energética acumulada para cada periodo.

- Para calcular la equivalencia energética se ha aplicado la conversión de unidades siguiente: "1 MWh = 0.086 tep".

El año de referencia del cual se parte como base para la implementación de la información anterior es el 2015. [Véase las Tablas 1 y 2 del documento] En primer lugar se ha implementado la información referida al aporte energético de los proyectos cuya fecha de finalización corresponde al año 2020. Dicho aporte energético se incluirá en los balances energéticos futuros del país siguiendo las siguientes pautas:

- Aumentará la aportación de energía eléctrica en los sectores de la Industria y el Doméstico en un 5%, lo que equivale a la cantidad de kteps adicionales de los proyectos hidráulicos anteriores para esa fecha.
- En su compensación, se reducirá el uso de energías renovables en sendos sectores al 95 % de su totalidad en correspondencia de la generación eléctrica de los proyectos hidráulicos.

A continuación, se presentará una tabla donde se puede apreciar la información implementada anteriormente para el año 2020. Destacar que los valores en rojo corresponden a la modificación energética mencionada en el punto 1 y los valores en azul oscuro hacen referencia a los parámetros que han sufrido una variación respecto al escenario tendencial como consecuencia de la implementación de los proyectos hidráulicos en el mismo.

AÑO	2020	Población	PIB	Industria	transporte	servicios	Doméstico	gric.y pesca	
		1.0310							
Ritmo anual crecimiento		3.1	1	1.5	6	1	3.1	1	
Total crecimiento para el periodo		1.165	1.051	1.077	1.338	1.051	1.165	1.051	
Total		90.01	31						
		CONTRIBUCIÓN (ktep)							
SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Nuclear	Total	%
Industria	ktep	534	0	16	0	3,134	0	3,684	15
	%	15	0	0	0	85	0		
Transporte	ktep	0	0	1,179	0	0	0	1,179	5
	%	0	0	100	0	0	0		
Servicio	ktep	67	0	0	0	0	0	67	0
	%	100	0	0	0	0	0		
Doméstico	ktep	1,239	0	2	0	18,719	0	19,961	80
	%	6	0	0	0	94	0		
Agric.y Pesca	ktep	1	0	0	0	0	0	1	0
	%	100	0	0	0	0	0		
Gen. Electricidad	ktep		0	9	3	2,384	0	2,395	
	%		0	0	0	100	0		
Total fuente	ktep	1,841	0	1,206	3	24,236	0		
Saldo eléctrico	ktep	-35							
Electricidad generada	ktep	1,876							
Total E. Primaria	ktep							25,410	
	%	0	0	5	0	95	0		
Total E Final	ktep							24,892	

Tabla 9. Balances energéticos implementados para el año 2020.

De forma análoga se ha realizado la implementación energética correspondiente al año 2025, donde destaca el macro-proyecto del “Inga III”. En este caso se han seguido las siguientes consideraciones para cada sector:

- Aumentará de igual forma la aportación de energía eléctrica en el sector de la Industria, en este caso en un 10%, lo que equivale a la cantidad de 397 ktep adicionales.
- La otra contribución eléctrica corresponderá al sector doméstico, cuyo aporte energético porcentual será del 15%, lo que equivale a la producción eléctrica parcial proveniente del 2º macro-proyecto más importante, el conocido como “Inga III”, el cual es uno de los 2 macro-proyectos hidráulicos que, según lo previsto, empezarán su funcionamiento para esa fecha.
- De forma semejante, esa variación porcentual en sendos sectores se contrarresta con la reducción equivalente del uso de las energías renovables.

De forma similar al periodo anterior, se adjunta la tabla para visualizar las modificaciones realizadas en los sectores de Industria y Doméstico. Reiterar el significado de los valores coloreados de forma exacta a la tabla anterior:

AÑO		2025								
		población	PIB	Industria	transporte	servicios	Doméstico	gric.y pesca		
Ritmo anual crecimiento		3.1	1	1.5	6	1	3.1	1		
crecimiento para el periodo		1.165	1.051	1.077	1.338	1.051	1.165	1.051		
	Total	104.857	33							
CONTRIBUCIÓN (ktep)										
SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Nuclear	Total	%	
Industria	<i>ktep</i>	913	0	17	0	3,038	0	3,969	14	
	%	23	0	0	0	77	0			
Transporte	<i>ktep</i>	0	0	1,578	0	0	0	1,578	5	
	%	0	0	100	0	0	0			
Servicio	<i>ktep</i>	71	0	0	0	0	0	71	0	
	%	100	0	0	0	0	0			
Doméstico	<i>ktep</i>	4,714	0	3	0	18,535	0	23,253	81	
	%	20	0	0	0	80	0			
Agric.y Pesca	<i>ktep</i>	1	0	0	0	0	0	1	0	
	%	100	0	0	0	0	0			
Gen. Electricidad	<i>ktep</i>		0	26	9	7,284	0	7,318		
	%		0	0	0	100	0			
Total fuente	<i>ktep</i>	5,699	0	1,624	9	28,857	0			
Saldo eléctrico	<i>ktep</i>	-35								
Electricidad generada	<i>ktep</i>	5,734								
Total E. Primaria	<i>ktep</i>							30,455		
	%	0	0	5	0	95	0			
Total E Final	<i>ktep</i>							28,871		

Tabla 10. Balances energéticos implementados para el año 2025.

Por último, el gran macro-proyectos conocido como el “Grand Inga” se estima que la finalización de la instalación se verá retrasada hasta el 2030, aunque se debe de tener en cuenta que su aportación energética será muy notable en la contribución de generación eléctrica. Los balances energéticos que se han establecido para el 2030 son los siguientes:

- Aumentará la aportación de energía eléctrica en el sector de la Industria, en este caso en un 15%, lo que equivale a la cuantía 3674 ktps.
- La otra contribución eléctrica corresponderá nuevamente al sector doméstico, en este apartado de forma muy notoria, puesto que el aporte energético porcentual será del 95% (25.700 ktps aproximadamente), proveniente del macro-proyecto hidráulico más importante a nivel mundial.
- De forma semejante a los apartados anteriores, esa variación porcentual en sendos sectores se contrarrestará con la reducción equivalente del uso de las energías renovables.

De forma similar a los apartados anteriores, se adjunta la tabla para visualizar las modificaciones realizadas en los sectores de Industria y Doméstico. Reiterar el significado de los valores coloreados de forma exacta a las tablas anteriores:

AÑO		2030								
		población	PIB	Industria	transporte	servicios	Doméstico	gric.y pesca		
tmo anual crecimiento		3.1	1	1.5	6	1	3.1	1		
crecimiento para el periodo		1.165	1.051	1.077	1.338	1.051	1.165	1.051		
Total		122.149	34							
CONTRIBUCIÓN (ktep)										
SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Nuclear	Total	%	
Industria	ktep	1,475	0	19	0	2,782	0	4,276	13	
	%	34	0	0	0	65	0			
Transporte	ktep	0	0	2,111	0	0	0	2,111	6	
	%	0	0	100	0	0	0			
Servicio	ktep	74	0	0	0	0	0	74	0	
	%	100	0	0	0	0	0			
Doméstico	ktep	23,845	0	3	0	3,239	0	27,087	81	
	%	88	0	0	0	12	0			
Agric.y Pesca	ktep	1	0	0	0	0	0	1	0	
	%	100	0	0	0	0	0			
Gen. Electricidad	ktep		0	116	39	32,302	0	32,456		
	%		0	0	0	100	0			
Total fuente	ktep	25,395	0	2,249	39	38,323	0			
Saldo eléctrico	ktep	-35								
Electricidad generada	ktep	25,430								
Total E. Primaria	ktep							40,576		
	%	0	0	6	0	94	0			
Total E Final	ktep							33,549		

Tabla 11. Balances energéticos implementados para el año 2030.

- Seguidamente se ha tratado de realizar una comparación de varios parámetros energéticos que ayuden a visualizar mejor cómo han variado los balances energéticos en el nuevo escenario implementado.
- Balances de demanda energética de energía primaria.

Año	Carbón (ktep)	Petróleo (ktep)	Gas natural (ktep)	Renovables (ktep)	Energía Nuclear (ktep)
2015	0	901	1	20.816	0
2020	0	1.206	3	24.236	0
2025	0	1.624	9	28.857	0
2030	0	2.249	39	38.323	0
2035	0	2.983	45	44.217	0
2040	0	3.962	52	51.051	0

Tabla 12. Balances de demanda de energía primaria en el escenario sostenible.

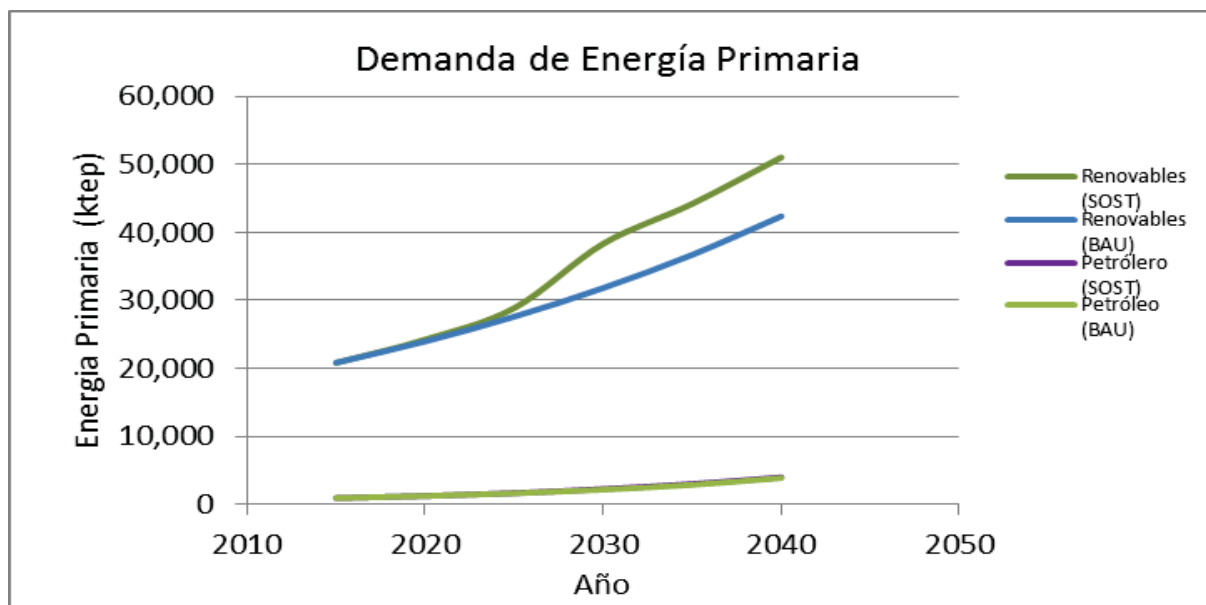


Gráfico 13. Equiparación de la demanda energética primaria para ambos escenarios.

- Balances de demanda de electricidad.

Año	Demanda (ktep)	Saldo eléctrico (ktep)	Generación (ktep)
2015	626	-35	661
2020	1.841	-35	1.876
2025	5.699	-35	5.734
2030	25.395	-35	25.430
2035	29.445	-35	29.480
2040	34.153	-35	34.188

Tabla 13. Balances de demanda eléctrica en el escenario sostenible.

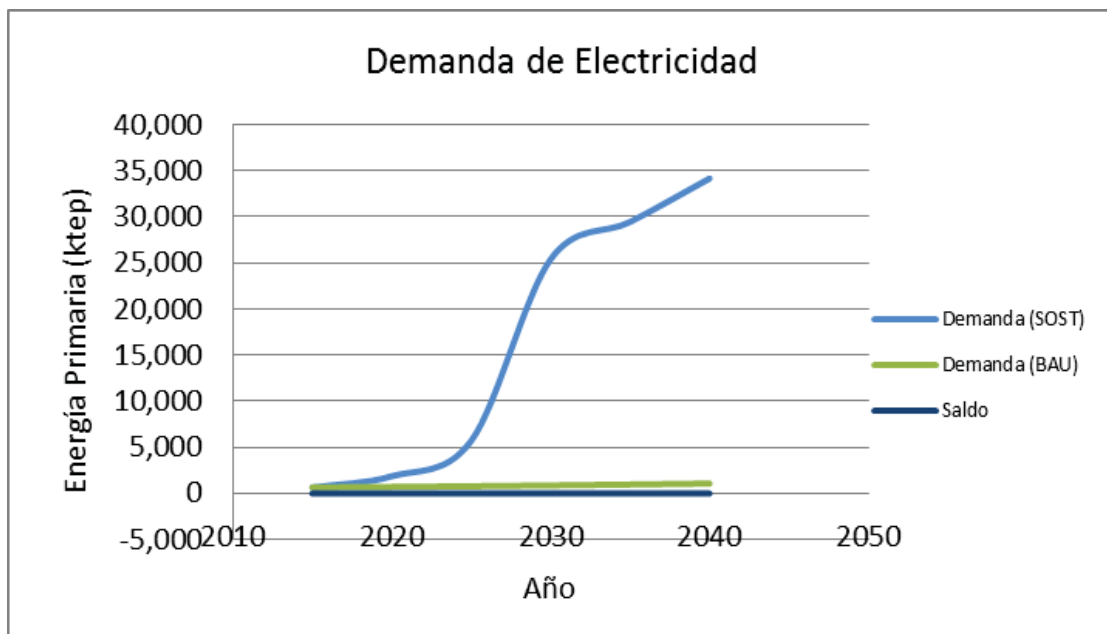


Gráfico 14. Equiparación de la demanda eléctrica para ambos escenarios.

- Balances de generación de electricidad.

Año	Carbón (teps)	Petróleo (teps)	Gas natural (teps)	Renovables (teps)	Energía Nuclear (teps)
2015	0	3	1	839	0
2020	0	9	3	2.384	0
2025	0	26	9	7.284	0
2030	0	116	39	32.302	0
2035	0	134	45	37.447	0
2040	0	155	52	43.427	0

Tabla 14. Balances de generación eléctrica en el escenario sostenible.

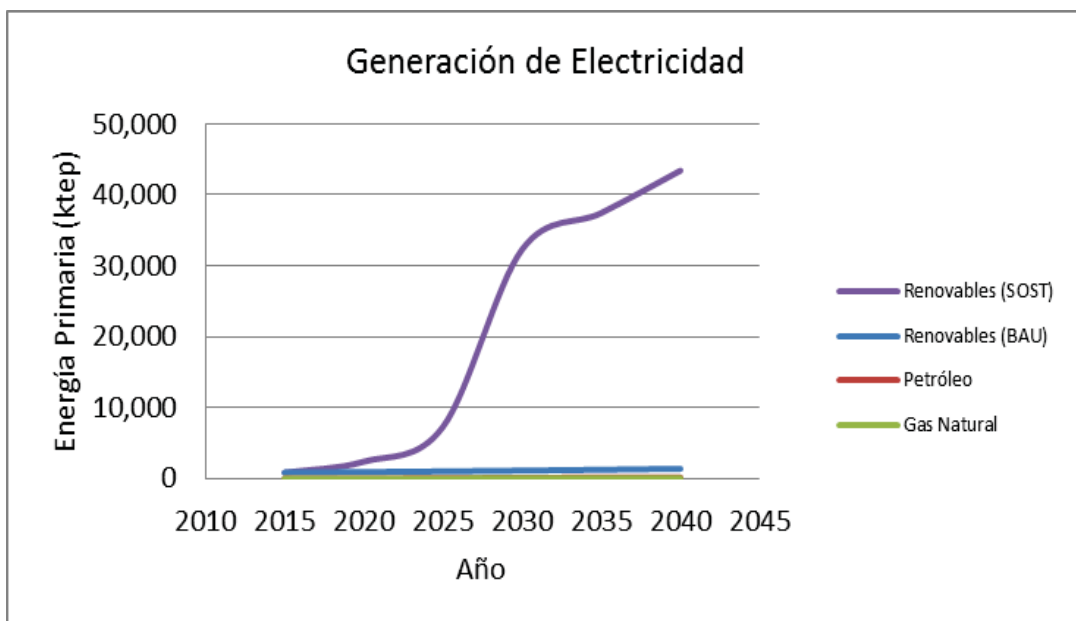


Gráfico 15. Equiparación de la generación eléctrica para ambos escenarios.

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
Millones	Población	77.27	90.01	104.86	122.15	142.29	165.76
Millones 2005€	PIB	30	31	33	34	36	38
TWh	Consumo Electric	7.26	21.36	66.11	294.58	341.56	396.17
Kt	Emisiones CO₂	3,083	4,136	5,597	7,896	10,441	13,829
ktep	Eprimaria	21,683	25,410	30,455	40,576	47,210	55,030
ktep	Energía final	21,501	24,892	28,871	33,549	39,065	45,584
ktep	EP generada	20,816	24,236	28,857	38,323	44,217	51,051
ktep	Saldo electricc	-35	-35	-35	-35	-35	-35
ktep	Electricidad genei	661	1,876	5,734	25,430	29,480	34,188
INDICADORES							
	año	2015	2020	2025	2030	2035	2040
%	Dependencia exte	4.00	4.62	5.25	5.55	6.34	7.23
2005US\$/hab	PIB/cápita	0.38	0.35	0.31	0.28	0.25	0.23
tep/hab	TEP/cápita	0.28	0.28	0.29	0.33	0.33	0.33
tep/M2005€	TEP/PIB	729,822	813,768	927,986	1,176,367	1,302,284	1,444,325
tep/M2005€	TEFinal/PIB	723,679	797,164	879,710	972,656	1,077,591	1,196,397
kWh/hab	Electricidad/cáp	0.09	0.24	0.63	2.41	2.40	2.39
t/tep	CO₂/TEP	0.14	0.16	0.18	0.19	0.22	0.25
t/M2005€	CO₂/PIB	103,768	132,460	170,551	228,919	288,022	362,957
t/hab	CO₂/cápita	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07	0.08

Tabla 15. Evolución de los indicadores históricos en el escenario sostenible.

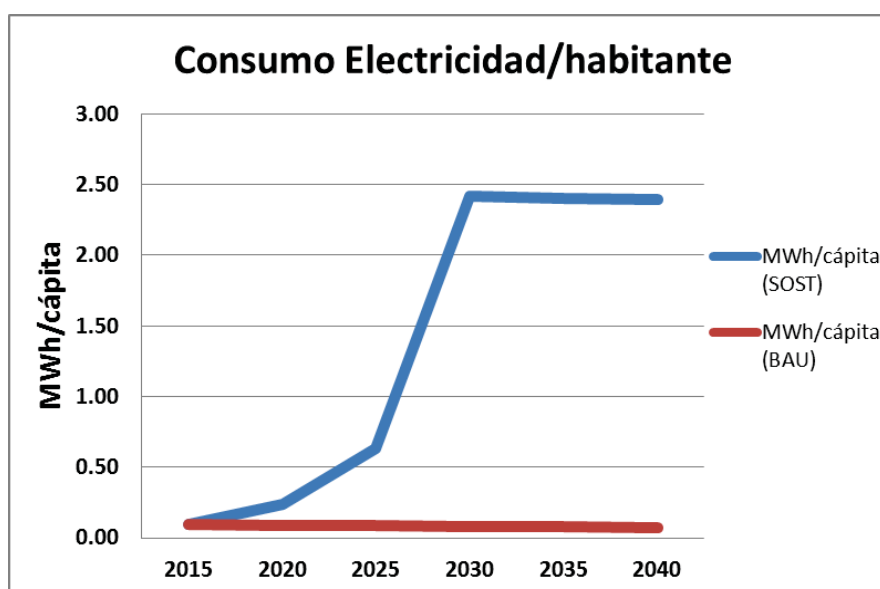


Gráfico 16. Equiparación del parámetro energético Consumo/habitante.

Observando la recopilación de tablas y gráficos se llega a la conclusión del cumplimiento con total seguridad del objetivo planteado para el escenario sostenible, haciendo hincapié en la enorme implicación que tendrían si se llevan a cabo esta serie de macroproyectos basados en una de las fortalezas de la R.D. del Congo, como es la abundancia de los recursos hídricos. Un factor a señalar sería si realmente esa enorme cantidad de energía producida en las instalaciones hidráulicas se destinara de forma íntegra a los sectores planteados y no se trate de un negocio de las grandes empresas externas donde se intenta minimizar la distribución de dicha energía eléctrica para la población congoleña para beneficio propio. [Ver Anexo 1]

PARTE 3.

ANÁLISIS MICRO- ENERGÉTICO DE LA R. D. DEL CONGO

3 ANÁLISIS MICRO-ENERGÉTICO CORRESPONDIENTE A LA REGIÓN DE LUBUBU

En el siguiente apartado se han implementado una serie de alternativas viables para el abastecimiento energético aplicado a la región de Lububu, en la provincia de Katanga. De entrada, cabe señalar la importancia de los diferentes análisis previos realizados en el entorno macro-energético; puesto que son la base de información energética del país y sirve como modelo de seguimiento y verificación de los recursos disponibles y singularidades de la zona, que nos permita conocer el potencial energético aprovechable para la posterior simulación en el software “Homer”.

El procedimiento que se ha llevado a cabo para realizar dicha simulación es el siguiente:

- Aspectos principales geográficos y demográficos de la región de Lububu.
- Estimación de la demanda diaria energética para día laboral/festivo.
- Analizar los recursos energéticos disponibles de la zona.
- Introducción de todos los valores y aspectos previos examinados.
- Implementación de las tecnologías más adecuadas a los recursos analizados.
- Simulación y comparación de las alternativas resultantes.

Una vez se han realizado los pasos anteriores, el objetivo final consiste en analizar las diferentes alternativas viables una vez realizada la simulación y escoger la opción que mejor se adecua a las necesidades energéticas de la zona de Lububu desde un punto de vista técnico-social-medioambiental. Su aportación conllevaría a un mayor desarrollo de la calidad de vida de los habitantes del poblado, la cual se presenta muy condicionada a la disponibilidad energética que disponen.

Una de las consideraciones previas a destacar es el hecho de las dificultades de los sistemas de transporte eléctrico, debido a una ausencia considerable de infraestructuras en la mayor parte de la superficie interior; por lo que sitúa a nuestra región, entre otras muchas, en una zona aislada de la red eléctrica. Anteriormente, en el apartado del escenario del desarrollo sostenible, se recalcó la gran importancia de la realización de los proyectos de “Inga III” y “Gran Inga”, lo que supondría el abastecimiento eléctrico parcial de la R.D. del Congo. Sin embargo, se necesitaría una gran inversión para la ampliación del sistema de transporte eléctrico que garantizara el suministro eléctrico a lugares más remotos e inaccesibles del país.

3.1 Caracterización de la región de Lububu

La zona de Lububu está formada por una población aproximada de 500 habitantes y una cantidad de 65 viviendas, en la que las actividades más frecuentes se centran en la agricultura y pesca del lugar. Entre los aspectos geográficos de dicho territorio, se ha destacado la presencia del río "Lububu", situado a una distancia próxima de 1,2 Km de la zona residencial, cuyas características hidráulicas proporcionan un caudal medio de 1,2 m³/s y una diferencia de altura o potencial de 7 m en un punto determinado de la trayectoria del río, donde se ha calculado una potencia estimada de 147 kW y un coste de inversión para dicha posible instalación completa por el valor de 514.500 \$. Una vez se ha especificado las particularidades demográficas y geográficas, se ha tratado de visualizar la información detallada por medio de la siguiente tabla:

Características Demográficas	
Nº habitantes	500
Nº viviendas	65
Características Geográficas	
Caudal río "Lububu" (m ³ /s)	1,2
Altura de cascada (m)	7
Distancia al centro (Km)	1,25
Potencia estimada (kW)	147
Coste estimado instalación (\$)	514.500

Tabla 16. Características demográficas y geográficas de la región de Lububu. (Fuente: Atlas)

Por otra parte, se ha aportado la información relativa al consumo energético diario del poblado, donde se destaca una decena de establecimientos dedicados a la pequeña artesanía, un matadero y un aserradero; asimismo, se dispone de maquinaria en la región asociada a una cámara frigorífica y una bomba de agua. Con la ayuda de la tabla siguiente se indica la demanda de potencia de dichos elementos:

Origen	Cantidad	Consumo diario (kWh)	Potencia consumida (kW)
Matadero	1	50	10
Cámara frigorífica	1	120	10
Aserradero	1	160	20
Establec. pequeña artesanía	10	120	10
Bomba de agua	1	120	20
Total	14	570	70

Tabla 17. Demanda energética industrial de la región de Lububu.

En vista del consumo energético correspondiente al sector industrial de la zona, se ha calculado el consumo energético total demandado una vez se haya incluido la demanda proveniente del ámbito doméstico, la cual se ha tasado en 10 kW. Por lo tanto, la potencia total demandada de la región de Lububu es de 80 kW. A continuación, se ha realizado una curva tipo de demanda doméstica diaria con estimaciones aproximadas de los periodos de uso de los diferentes establecimientos y maquinarias a jornada laboral completa:

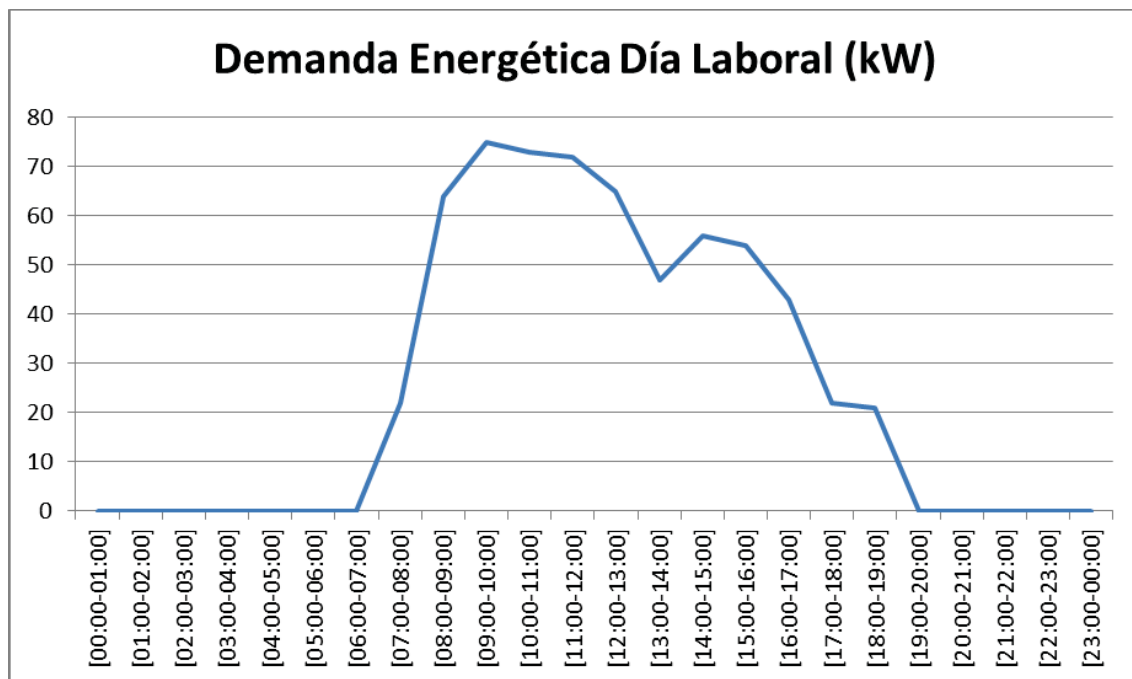


Gráfico 17. Demanda energética estimada correspondiente a un día laboral en Lububu.

De forma idéntica se ha estimado cuál sería la demanda energética diaria referida a un día festivo, donde se ha considerado como ausentes las actividades relacionadas con la pequeña artesanía, el aserradero o el matadero y del mismo modo se han mantenido constantes las demandas derivadas de las cámaras frigoríficas, la bomba de agua y el consumo doméstico generado. La curva característica resultante respectiva al consumo diario estimado de un día festivo se visualiza de la siguiente forma:

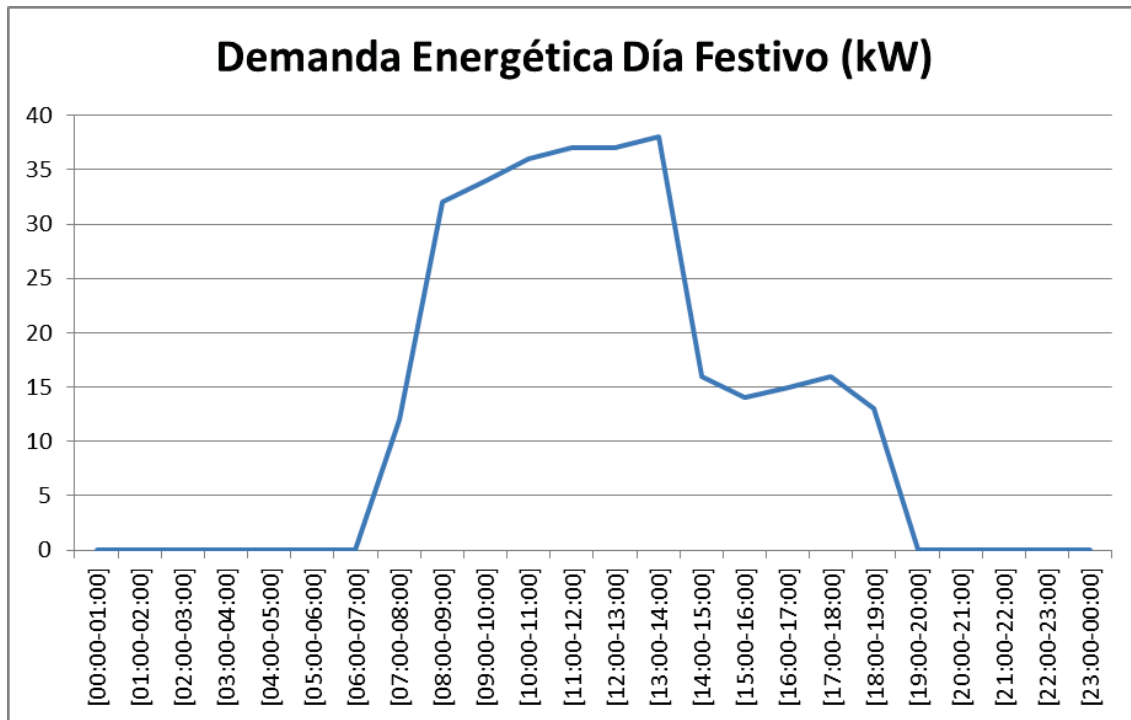


Gráfico 18. Demanda energética estimada correspondiente a un día festivo en Lububu.

Debido a los escasos sistemas de consumo en la población y al carecer éstos de variación de consumo energético según la estación meteorológica, se ha prescindido de la elaboración de un modelo de curva característica de consumo energético acorde a una estación meteorológica determinada y en su lugar se han utilizado sendas curvas de estimación del consumo mostradas anteriormente. Adicionalmente, cabe destacar el hecho de que la situación geográfica de la República Democrática del Congo y la región de Lububu se encuentran muy próximas a la línea del Ecuador terrestre; por lo que la cantidad de horas de luz solar no se ve alterada de forma significativa a lo largo del año como para que afecte de forma notable a la demanda energética diaria de la población congoleña.

3.2 Recursos energéticos disponibles de la región de Lububu

Por consiguiente, se han estudiado las diferentes fuentes primarias de la región, utilizando las fuentes de información que proporcionan una mejor exactitud en los valores energéticos de la zona de Lububu. A continuación se mostrarán los recursos disponibles para cada tipo de fuente primaria:

3.2.1 Radiación Solar.

La gráfica siguiente corresponde a la radiación media de la zona de Lububu:

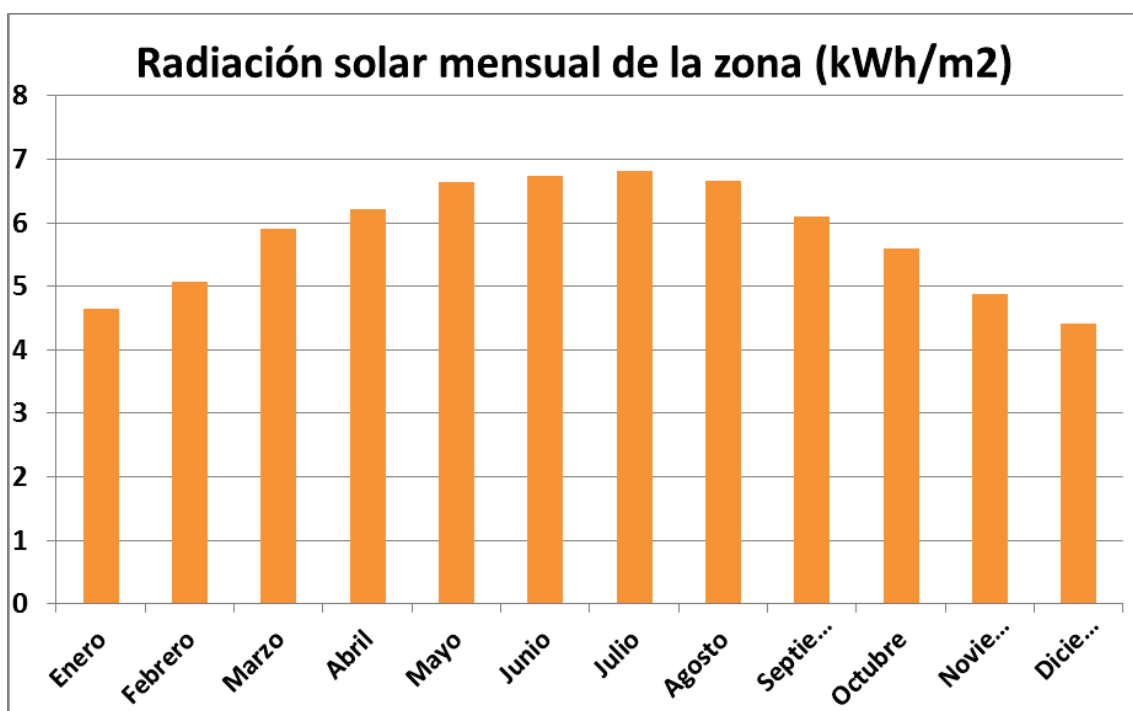


Figura 7. Radiación solar de la zona de Lububu. (Fuente: PV-GIS)

Por medio del uso de la aplicación conocida como “*PV-GIS Solar Radiation*”, se ha conocido la radiación solar del lugar; así como su ubicación terrestre exacta [7° 28' 12" Sur, 25° 29' 6" Este] y la altura sobre el nivel del mar (951 metros). Estos valores se han obtenido indicando una inclinación óptima de los módulos, cuyo valor resultante es de -12° teniendo en cuenta las condiciones geográficas de la zona. Dicha tabla será introducida en el software en la parte de caracterización solar.

Tomando la información proporcionada por la fuente del “PV-GIS Solar Radiation” se ha calculado cuál sería la distancia mínima entre los módulos fotovoltaicos. Para su cálculo se parte conociendo cuál es la declinación (δ); es decir, el ángulo resultante entre la línea que une los centros terrestre y solar con el plano del ecuador resultante, mediante la expresión siguiente:

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left[\frac{360}{365} (n + 284) \right]$$

El parámetro n corresponde al día del año que corresponde ($0 < n < 365$). Se busca el valor de declinación más desfavorable, el cual se produce durante el solsticio invernal, en nuestro caso en el hemisferio sur. Se toma como referencia el 20 de junio ($n=171$) y se obtiene un valor de declinación $\delta= 23.44^\circ$. A continuación, se calcula la altura solar o de elevación del sol de la forma:

$$h_{max} = 90^\circ - \varphi + \delta \quad \left\{ \begin{array}{l} \varphi : \text{latitud} \\ \delta : \text{declinación} \end{array} \right.$$

Haciendo uso de la información proporcionada anteriormente, se conoce la latitud de la zona de Lububu es de $\varphi=7^\circ$. Por lo tanto la altura máxima se calculará como $h_{m\acute{a}x}=90+7.46-23.44=74.02^\circ$. Por último, la distancia mínima se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Dist. \text{min.} = B \times \cos S + \frac{B \times \text{sen } S}{Tg \varphi_{min}}$$

B: altura de la placa. Acorde a la ficha técnica de la placa de 150 W, con una distribución de 4x9 células, con un valor total de altura de placa de 668 mm.

S: ángulo de inclinación óptimo. Se había indicado anteriormente un valor de -12° .

$\varphi_{mín}$: altura mínima solar. Se ha calculado en el apartado anterior, cuyo resultado era de 74.02° , dependiendo de la latitud de la zona y la declinación.

Sustituyendo todos los parámetros anteriores en la ecuación se obtiene un valor de **distancia mínima entre los módulos fotovoltaicos** de 698.47 mm; por lo tanto la distancia mínima entre las placas es de 0,7 metros.

3.2.2 Velocidad del viento.

A través de las fuentes de información del “Atlas eólico”, se ha detallado la velocidad del viento media de la región congoleña, cuyo valor medio anual se sitúa en torno a los 3 m/s. **[El gráfico definido corresponde al “Gráfico 2” de la Memoria]**

Se observa cómo los niveles de viento medios son relativamente bajos a lo largo del año en comparación con otros lugares del país, factor que dificulta la viabilidad de implantación de uno o varios aerogeneradores en la región.

En este apartado se ha tratado de caracterizar el viento de la zona. Para ello, se ha calculado la potencia aprovechable de cada corriente de aire, por medio de la fórmula de Betz:

$$P_{\text{extraible}} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot C_p \quad (\text{kW})$$

ρ : densidad del aire. La densidad de la zona de Lububu es del 96,78% del valor estándar, el cual es 1,225 Kg/m³. La variación se produce por la altura de la región respecto al nivel del mar. (Fuente Enair)

A: superficie del viento barrida por las alas de los aerogeneradores.

v: velocidad media del viento (m/s). Se indicó anteriormente velocidad media= 3m/s.

C_p: coeficiente de potencia. Relación entre la potencia extraíble y la potencia incidente (0.593)

Sustituyendo en la fórmula anterior, la Ley de Betz resulta de la forma siguiente, donde P corresponde a la potencia extraíble en el viento cuando atraviesa una instalación de generación eólica en función del parámetro A, superficie que barre las palas con el viento, el cual aún se desconoce su valor en este apartado:

$$[P= 0.593 \times 0.5 \times 0.9678 \times 1.225 \times 3^3 \times A] \text{ (kW)} \quad \Rightarrow \quad [P= 9.491 \times A] \text{ (kW)}$$

A través de la fuente mencionada (Enair) se ha conocido información más detallada sobre la caracterización del viento de la zona, por medio de los siguientes gráficos que muestran la rosa de los vientos y la distribución Weibull:

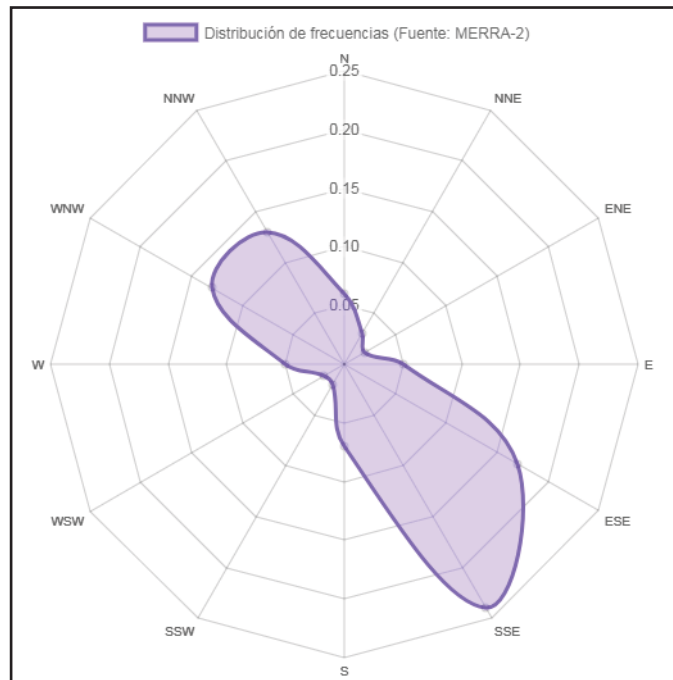


Gráfico 19. Distribución de frecuencias del viento en una rosa de los vientos. (Fuente Enair)

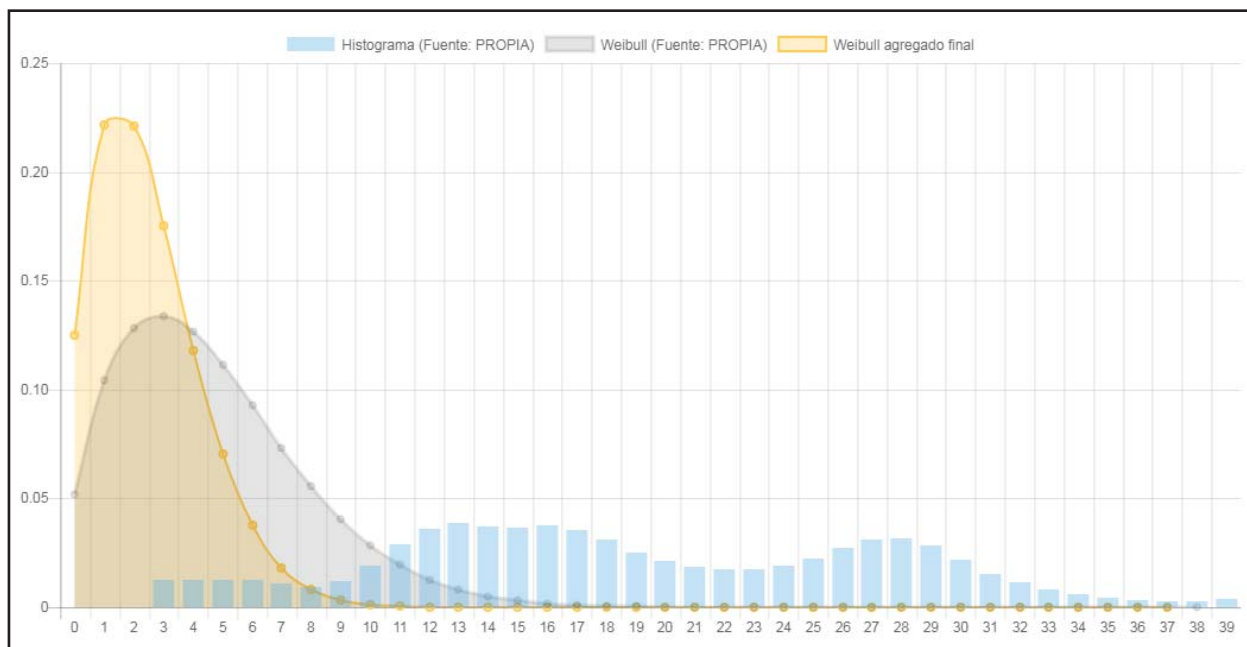


Gráfico 20. Histograma de la distribución eólica de Weibull. (Fuente: Enair)

Otro parámetro a tener en cuenta para indicar en la posterior simulación es el conocido como la distribución Weibull. Su propósito es describir una función que mejor ajusta la distribución de velocidades medias del viento de una zona concreta, la cual se calcula mediante el uso de la expresión siguiente:

$$P(V) = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{A} \right)^k \right], V \geq 0 \quad (\text{kW})$$

A: factor de escala. El valor escogido para este parámetro es de A=0,85.

k: factor de forma. Según las características del terreo se opta por un valor de k=2.

v: velocidad media del viento. (m/s)

3.2.3 Combustible

A pesar de no disponer los medios necesarios para su extracción y procesado, se dispondrá de una importación de combustible mínimo para el caso de que la demanda no pueda ser suministrada debido a posibles condiciones atmosféricas desfavorables para los recursos energéticos de la zona. En esa situación se haría uso de un generador eléctrico alimentado por un combustible del cual se dispondría exclusivamente para esas condiciones inusuales. El combustible a emplear es el diésel, cuyo valor de precio fijado actualmente es de 1.22 \$/L (US), el cual presenta las siguientes propiedades:

- Poder calorífico inferior: 43,2 MJ/Kg.
- Densidad: 820 Kg/m³.
- Contenido en carbón: 88%.
- Contenido en sulfuro: 33%.

3.2.4 Recurso hídrico

En este apartado se explica el recurso hídrico destacable de la zona, el cual hace referencia al caudal medio del río de Lububu. Al desconocerse los valores medio mensuales de dicho parámetro, se ha tratado de realizar una estimación aproximada teniendo en cuenta las precipitaciones medias de la zona. [Véase el Gráfico 1 correspondiente al histograma local]

Según fuentes de la zona, durante el periodo seco se produce una disminución del caudal de los ríos de hasta un 40%; puesto que las precipitaciones en ese periodo son escasas se ha realizado una estimación proporcional del caudal del río Lububu teniendo en cuenta las precipitaciones mensuales de la zona y el hecho de presentar un caudal medio anual de 1,2 m³/s. Para una mejor visualización se presenta el gráfico siguiente:

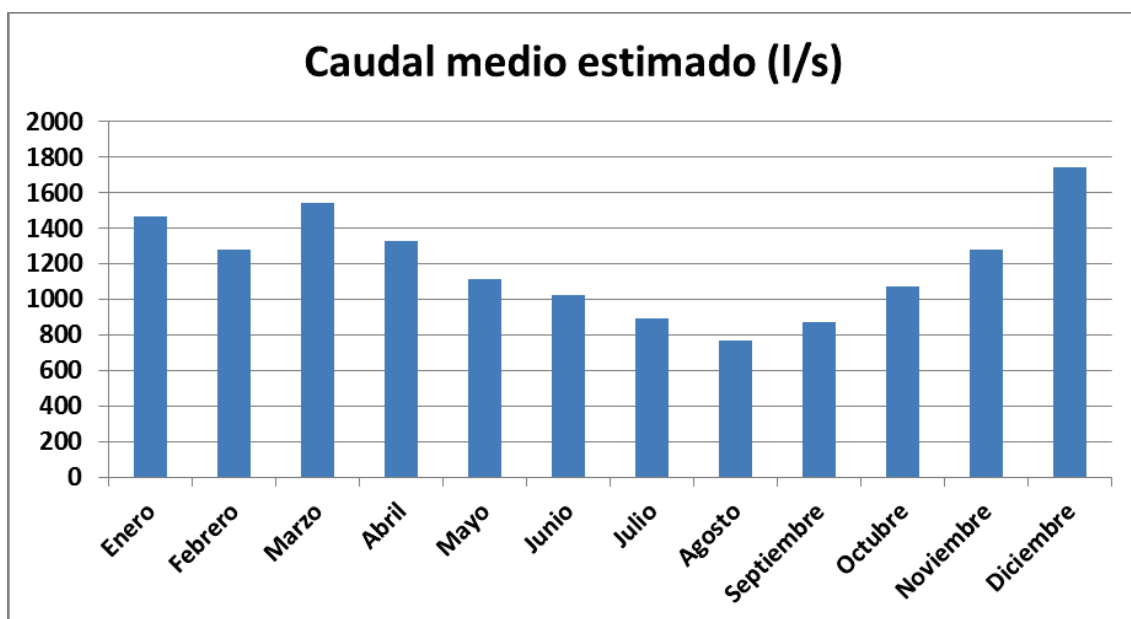


Gráfico 21. Estimación del caudal medio mensual del río de Lububu.

3.3 Descripción de las tecnologías utilizadas

3.3.1 Generador eléctrico

Se hará uso de un generador eléctrico alimentado por un combustible de tipo diésel, del cual se puede disponer en el caso de que la demanda sea superior a la energía eléctrica producida por los diferentes sistemas híbridos. Dicho suceso se debe a una posible irregularidad puntual que se produce en el consumo eléctrico y/o la producción de energía eléctrica en un periodo determinado.

En su estructura se encuentra un motor de combustión interna donde se produce la transformación de la energía química del combustible en energía eléctrica. Por medio de la combustión del hidrocarburo se activan diferentes elementos mecánicos, entre los que se encuentra un alternador, que transformará finalmente la energía en electricidad.

Su uso se caracteriza por su versatilidad de aplicaciones: oficinas, hospitales, industria, ámbito doméstico, etc.; para periodos donde se busque el servicio ininterrumpido y de larga duración. Zonas donde el acceso y/o suministro del combustible sea complejo, supone una solución óptima si se desea hacer uso de este dispositivo.



Entre las ventajas más destacables destaca su portabilidad y manejabilidad, además de sus costes bajos en mantenimiento, su mayor rendimiento frente a otros combustibles. Sin embargo, los niveles de emisiones y nivel sonoro emitidos son altos.

3.3.2 Baterías

La función principal de estos componentes es el almacenamiento de la energía eléctrica sobrante en los periodos donde la energía producida es mayor que la demanda total industrial y doméstica. Posteriormente, dicha energía almacenada sería suministrada en los instantes en los que la demanda fuera superior a la producida por los sistemas renovables híbridos.

El funcionamiento está basado en un proceso químico reversible, conocido como oxidación-reducción, en el que uno de los electrodos se oxida (desprende electrones) y el otro se reduce (los absorbe), sumergidos en un electrolito. Mediante este proceso se consigue alimentar un circuito eléctrico.



Existe mucha variación de baterías, desde formas, tamaños, modelos, capacidad, composición, etc. Las más comunes son las baterías de plomo-ácido, conocidas por su bajo coste, elevado mantenimiento y sencilla fabricación; las baterías de níquel hierro (Ni-Fe), las cuales presentan mejores propiedades eléctricas y medioambientales que las primeras; el otro tipo más popular son las baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd), que admiten un mayor rango de temperaturas y sobrecargas para su correcto funcionamiento, aunque su coste es elevado.

3.3.3 Convertidores (DC-AC)

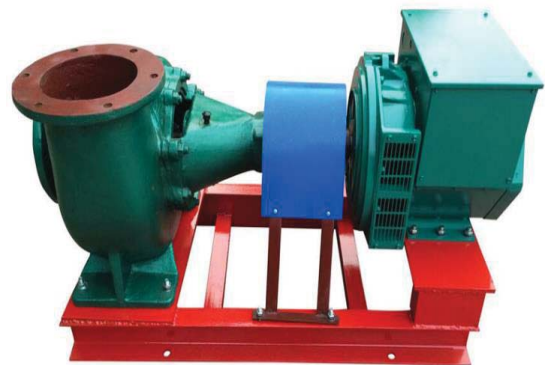
Se hace uso de un convertidor/inversor para la transformación de corriente continua a corriente alterna y viceversa para aquellos componentes de la instalación que requieran ese tipo de transformación eléctrica. Son imprescindibles para las placas fotovoltaicas, las cuales trabajan en corriente continua en los módulos, y se necesita la transformación a corriente alterna para su correcto funcionamiento. Se encuentran equipados con un aparato electrónico cuya finalidad es conseguir la máxima potencia posible, además de incluir un contador de energía que calcule la energía producida por la instalación fotovoltaica. Entre los aspectos más destacables destacan el poco mantenimiento y facilidad de maniobra del aparato frente a averías u otros agentes externos. Adicionalmente se acompañará con un regulador de carga, con la finalidad de evitar los excesos de carga presentes en los acumuladores por medio del generador fotovoltaico y; a su vez, de prevenir el exceso de carga por el desuso de la instalación.



3.3.4 Turbina hidráulica

Otra de las tecnologías empleadas será la turbina hidráulica, la cual se clasifica como una turbomáquina motora (el fluido transmite energía a la máquina) e hidráulica (el flujo es considerado incompresible y su estado térmico no es aprovechable). Su funcionamiento es aprovechar la energía potencial de un fluido (normalmente agua), la cual pasa a energía cinética cuando entra en acción con la turbina; y se convierte en energía mecánica. Posteriormente, a través de un generador eléctrico, se realiza la última transformación, de energía mecánica a energía eléctrica.

En su clasificación existe dos grupos bien diferenciados de turbinas hidráulicas: las conocidas como turbinas de acción y las de reacción. Las del primer tipo se caracterizan por el hecho de que el fluido de trabajo no sufre un cambio de presión considerable en su travesía por el rodete, el cual no se encuentra inundado, además de carecer de un sistema de aspiración; entre las cuales se encuentran las turbinas "Pelton, Turgo o Banki". Por otro lado, en las turbinas de reacción el fluido penetra en el rodete con una presión mayor a la atmosférica y a la salida se produce una depresión. Otro aspecto destacable es el hecho de que se encuentran sumergidas; adicionalmente se pueden dividir en función de la configuración de los álabes. De este tipo de turbinas destacan la turbina "Francis y Kaplan".



3.3.5 Turbina eólica

De forma análoga a la turbina hidráulica, la turbina eólica se considera turbomáquina motora, la cual interactúa la cantidad de movimiento con el viento que le precede, con la finalidad de hacer girar un rotor. La energía mecánica será transformada en energía eléctrica por medio de un generador eléctrico.



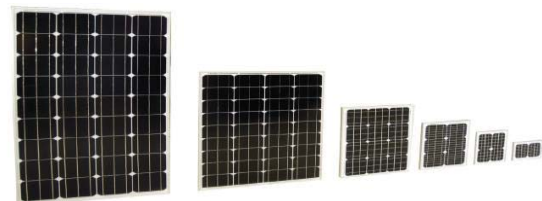
Su clasificación se centra en la orientación de los ejes: posición vertical u horizontal. Los aerogeneradores de eje vertical suponen el 1% de la totalidad de instalaciones eólicas; entre sus tipos se encuentran los del tipo “Savonius, Darrieus y Darrieus-Savonius”. Las turbinas Savonius (de “resistencia”) destacan por su simplicidad, su baja velocidad adquirida y su bajo rendimiento. Las turbinas Darrieus (de “sustentación”) presentan mayor eficiencia al reducir la fricción y necesita un sistema auxiliar de arranque. El tercer tipo corresponde a las turbinas Darrieus-Savonius, resulta una combinación de los 2 tipos anteriores, donde el par de arranque lo aporta la turbina coaxial Savonius en la parte interior del Darrieus. Por otra parte, los aerogeneradores de eje horizontal representan el 99% del total, cuya mayoría son de tres palas (tripala), de barlovento o sotavento, según su posición respecto al sentido del viento. Este último tipo de turbinas son las que generan mayores potencias, en función de la altura de la instalación. Entre los inconvenientes destacan la compleja instalación de los integrantes del generador, así como su transporte y su elevado nivel sonoro emitido.

3.3.6 Placa fotovoltaica

La tecnología empleada para la obtención de energía eléctrica a partir de la luz solar se conoce como placa o módulo fotovoltaico. El fenómeno físico que permite transformar la radiación total (directa + difusa) en corriente continua se denomina efecto fotoeléctrico.

Cada módulo está formado por una estructura bien definida: una cubierta exterior formada por varias capas encapsulantes cuya función es la de proporcionar una resistencia mecánica a golpes, vibraciones o impactos externos; los materiales utilizados son de tipo siliconas y acrílicos. Un marco de soporte de aluminio anodizado o acero inoxidable para dotar de rigidez y estabilidad a la estructura. Una serie de contactos eléctricos, colocados en cajas de conexión de intemperie donde los contactos son accesibles con las herramientas correspondientes.

Las placas fotovoltaicas se clasifican según el tipo de célula que lo forma, entre las que destacan las cristalinas (monocristalinas o policristalinas) y las amorfas. Las células cristalinas están constituidas por cristal de silicio; a diferencia de las amorfas, donde el silicio no se encuentra cristalizado.



3.4 Análisis de alternativas

El software empleado para el dimensionamiento y modelado de los sistemas renovables y/o híbridos es el conocido como “Homer”. Mediante esta aplicación se consigue una simulación de los balances energéticos indicados, para cada una de las 8760 horas anuales.

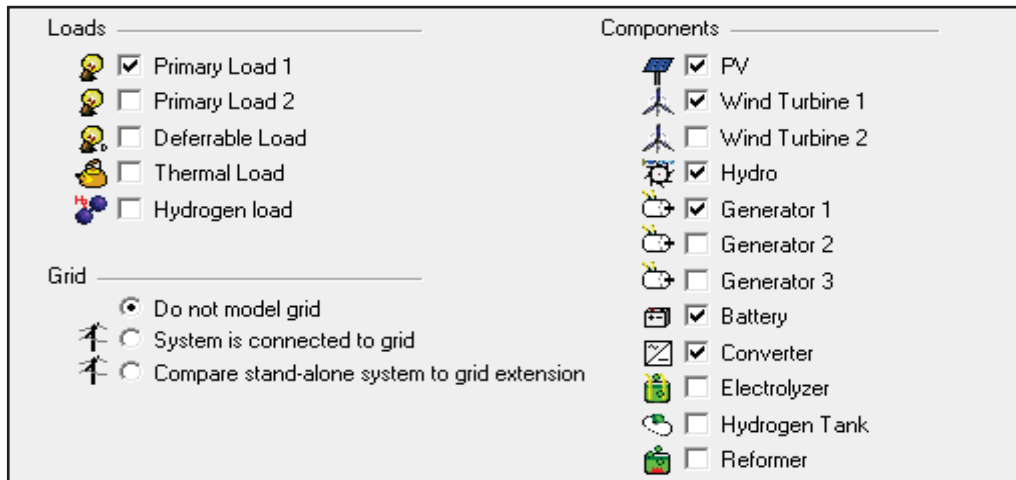


Figura 8. Selección de los elementos híbridos renovables en el software.

Una vez se han seleccionado los componentes elegidos para la simulación en base a las consideraciones de los apartados anteriores, se ha indicado la demanda energética diaria del poblado de Lububu, tanto para día laboral como festivo:

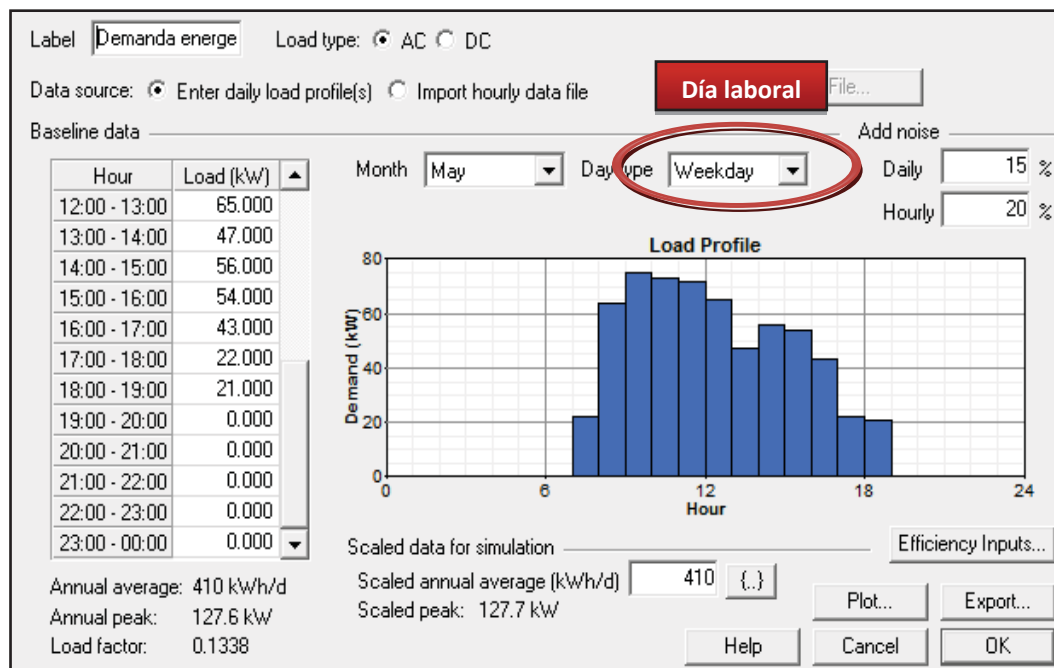


Figura 9. Caracterización de la demanda diaria laboral en el software.

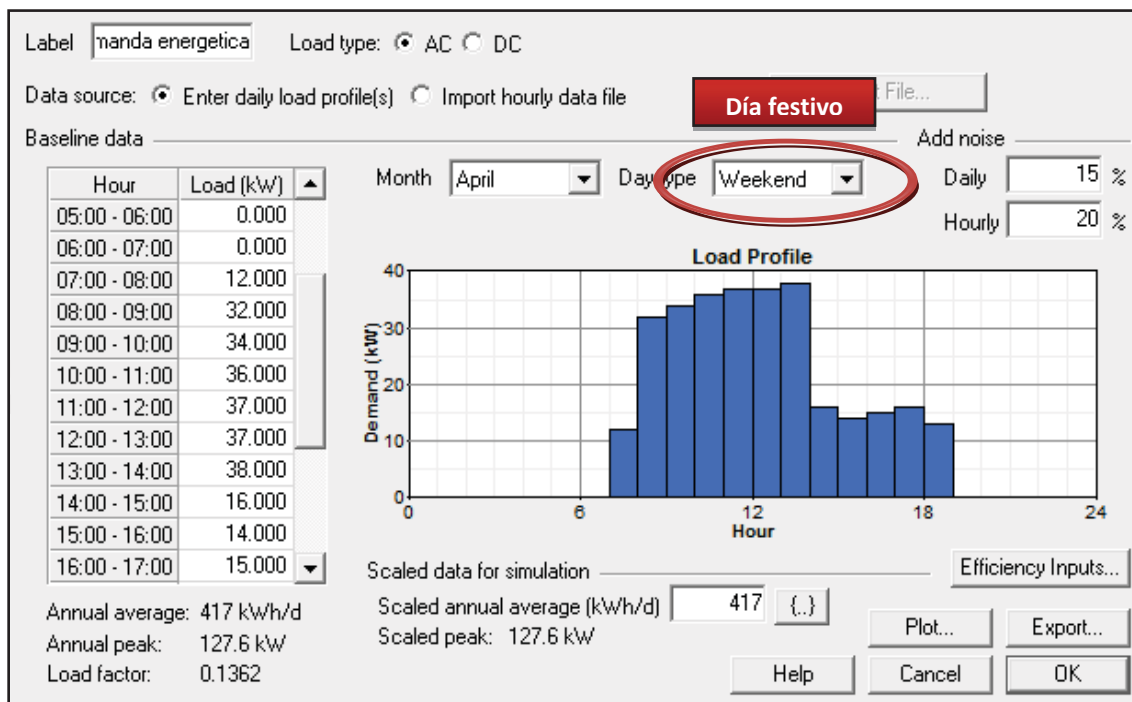


Figura 10. Caracterización de la demanda diaria festiva en el software.

Una vez se ha verificado que todos los perfiles y gráficos generados en el apartado de definición de la demanda, para los periodos mensuales, presentan la misma demanda diaria, siendo solamente diferenciada en el caso de tratarse de una jornada laboral o festiva. Se decidió implantar una demanda diaria independiente del periodo estacional; aspecto argumentado en el apartado 3.1 donde se caracterizó la demanda diaria tipo. A continuación, se mostrará una imagen que mostrará que los intervalos de mayor demanda energética suceden en las horas previas del mediodía.

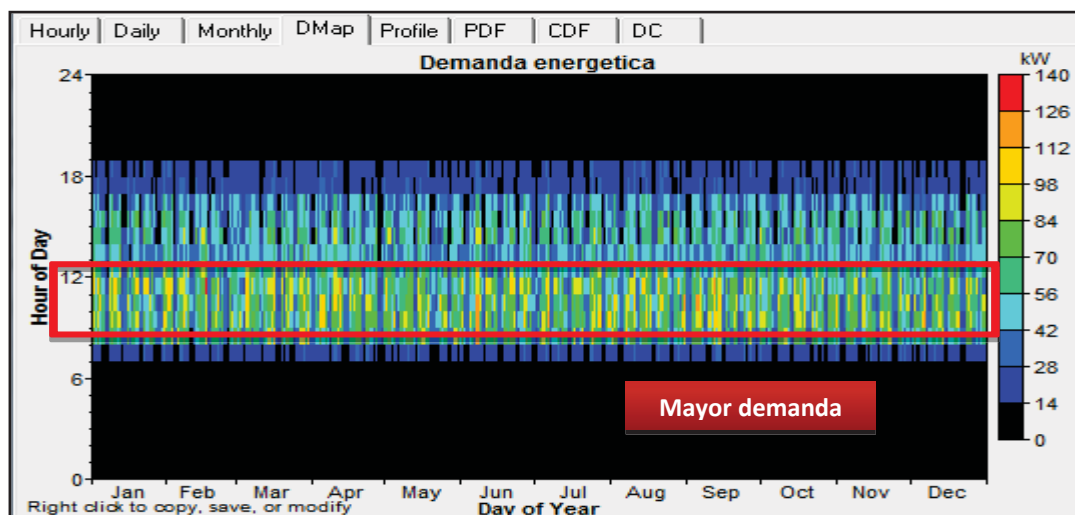


Figura 11. Identificación de los periodos diarios con mayor demanda energética.

Una vez se han seleccionado los componentes elegidos para la simulación en base a las consideraciones de los apartados anteriores y se ha indicado la demanda energética diaria del poblado de Lububu, el esquema base de la simulación resulta de la siguiente forma:

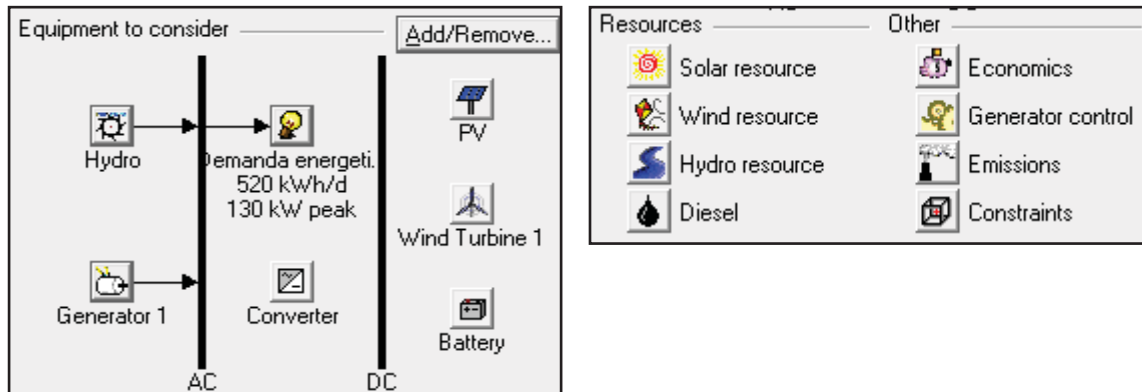


Figura 12. Esquema de conexión de los equipos a considerar y los recursos empleados.

3.4.1 Recursos energéticos.

A continuación, se implementará la información referida a los recursos energéticos. La visualización detallada del potencial energético solar introducido en el software se examinará mediante la siguiente figura:

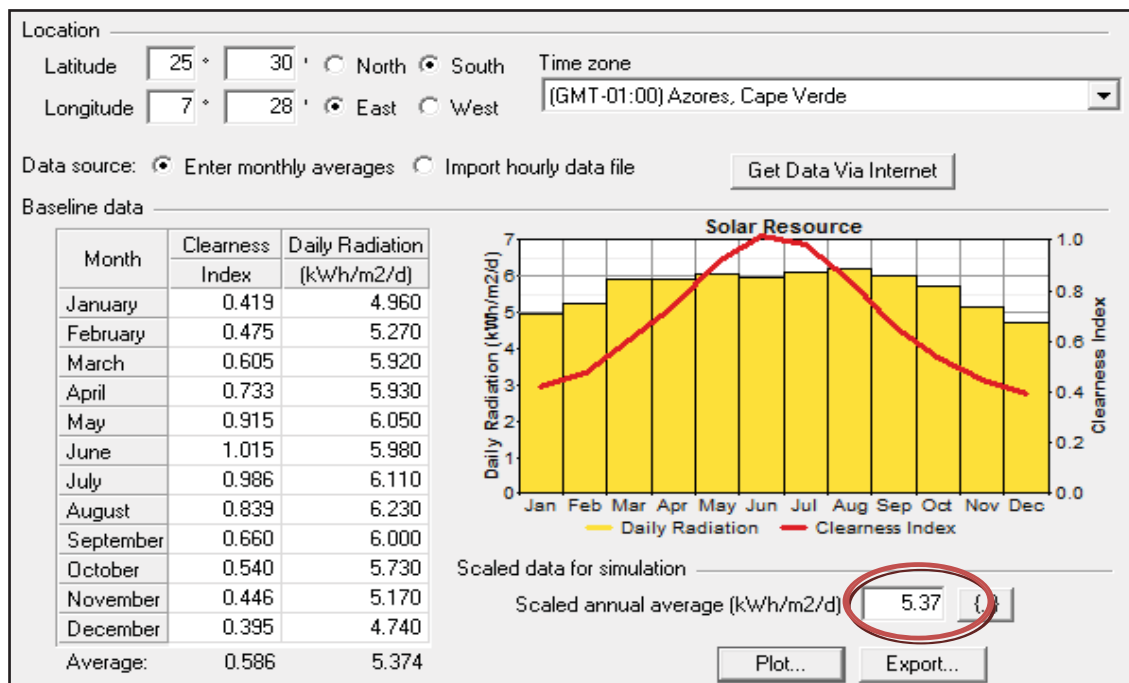


Figura 13. Introducción de la radiación solar en el software.

La opción “*Simulación anual a escala*” presente en el software permite modificar los datos de referencia al promedio anual indicado y los datos escalados se usarían en la simulación. En este caso, el valor de dicho parámetro debe coincidir con la media anual de la radiación diaria indicada.

El potencial hidráulico de la región se focaliza en el río “*Lububu*”, situado a 1,2 Km de distancia del centro, cuyo caudal medio es 1.2 m³/s. Su particularidad se centra en el salto hidráulico de 7m de altura presente en el transcurso del río. La información necesaria adicional para la posterior simulación consiste en investigar los registros de precipitación mensual media y establecer la curva de pluviometría característica de la zona de Lububu.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Precipitación(mm)	151	132	159	114	17	0	0	0	21	61	132	180
Tª Media (°C)	23.3	23.4	23.5	23.5	22.3	20.7	20.5	22.3	24.5	25.1	23.9	23.2

Tabla 18. Valores mensuales de precipitación y temperatura de Lububu (Fuente climatedata)

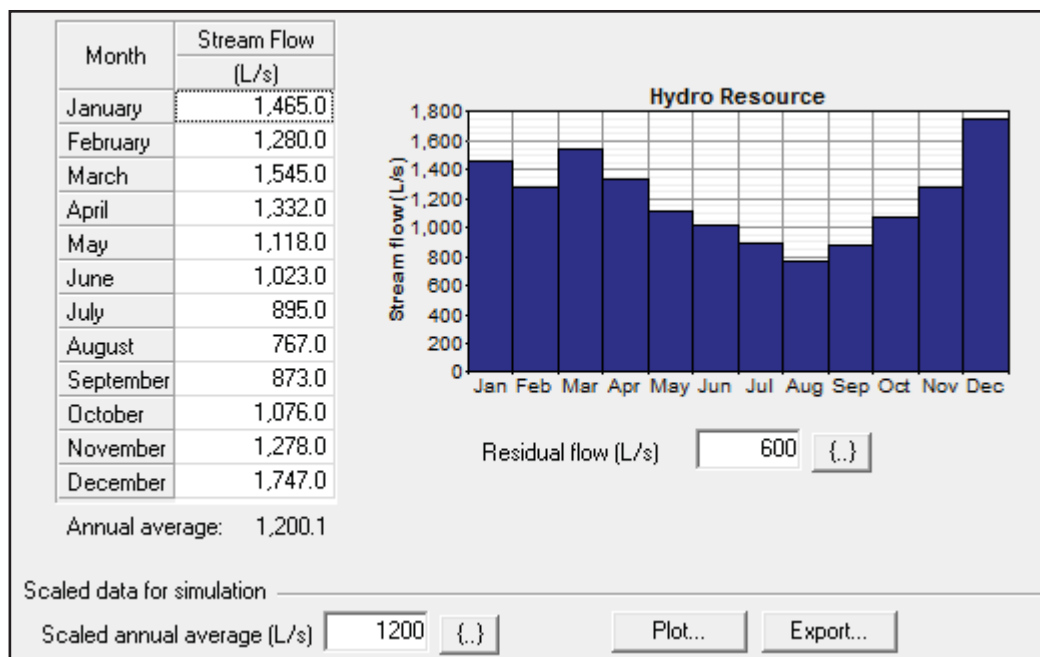


Figura 14. Estimación e implementación del caudal medio mensual en el software.

En la información a trasladar al software correspondiente al caudal medio mensual del río de Lububu, debido a que se desconoce dicha información precisa, se realiza una estimación mensual del caudal fluvial acorde con las precipitaciones analizadas en la tabla anterior, sabiendo que en los periodos de mayor sequía, el caudal del río puede reducirse en un 40%, según los datos proporcionados; por lo que se ha calculado un caudal medio mensual en base a ese criterio teniendo en cuenta las precipitaciones de cada mes. **[Véase Gráfico 17]**

La opción existente en el apartado hidráulico “Residual flow” corresponde al flujo mínimo que debe pasar por alto la turbina hidráulica por motivos ecológicos para preservar un mínimo de caudal circulante que no presente consecuencias a fauna y flora autóctona de la zona. Para no alterar el ecosistema local, se ha establecido un valor del 50% del caudal que no será turbinado; puesto que, al tratarse de un río, existen seres vivos que transcurren de forma continua a través de su curso.

Otro de los recursos energéticos a implementar es el viento. De forma análoga a los recursos anteriores, se ha trasladado la información de velocidad media mensual a software, resultando de la siguiente forma:

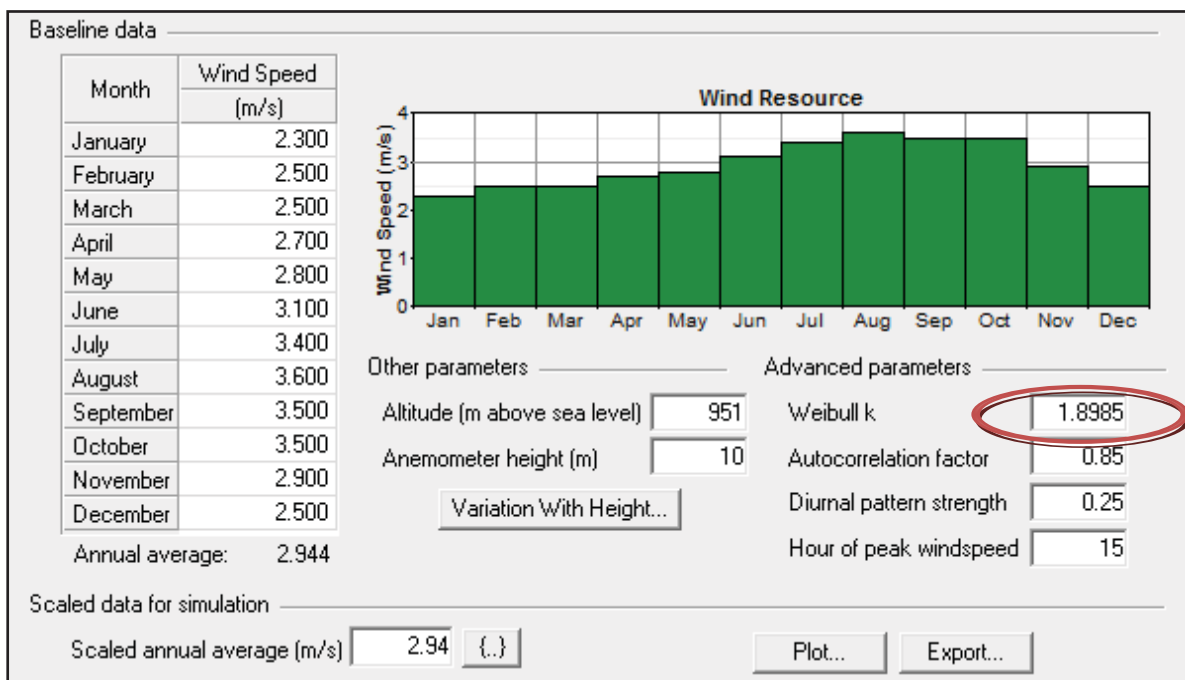


Figura 15. Introducción de la velocidad de viento media en el software.

Entre los datos adicionales para el apartado eólico se encuentran la altura en metros sobre el nivel del mar de la zona, ya el programa calcula la densidad del aire según la altitud del lugar. Se ha indicado el factor de escala 0.85 y respecto al coeficiente de Weibull, se ha indicado un valor de $k=1.8985$ proporcionado por la fuente "Enair" con un alto nivel de confianza. (Véase en la biografía el enlace correspondiente a la fuente de información indicada)

Por último, toca definir el recurso referido al combustible. El precio indicado del diésel es el más actualizado hasta la fecha, recalcando que la variación que sufren anualmente los hidrocarburos es un condicionante a tener en cuenta para las futuras simulaciones. Se ha representado la evolución del precio del combustible diésel durante las 3 últimas décadas mediante la gráfica adjunta.

Price (\$/L)	1.22	{.}
<input type="checkbox"/> Limit usage to (L/yr)	5000	{.}
Fuel properties		
Lower heating value:	43.2 MJ/kg	
Density:	820 kg/m ³	
Carbon content:	88 %	
Sulfur content:	0.33 %	

Figura 16. Información relativa al combustible en el software.

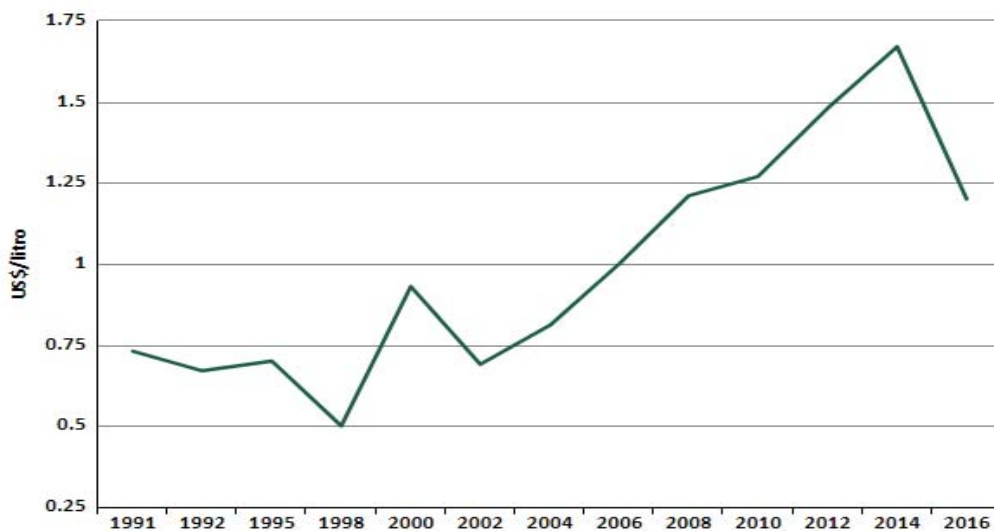


Gráfico 15. Evolución del precio del combustible diésel en la R.D. del Congo.

3.4.2 Tecnologías disponibles.

➤ **GENERADOR ELÉCTRICO**

El generador eléctrico diésel escogido es el modelo “Diesel Kipor KDE19STA3 15 kW” el cual presenta la potencia nominal de 15 kW. Se ha considerado un generador con semejante potencia con la finalidad de que cubra con seguridad las necesidades domésticas del poblado y la demanda de las cámaras frigoríficas en el peor escenario posible. El precio del dispositivo son 3875 \$; por lo que se ha realizado la equivalencia correspondiente al capital y coste de reemplazamiento (los valores de la tabla de costes son unitarios). El coste de mantenimiento se ha indicado en un valor estándar de 0.05 \$/hora. [Ver Ficha Técnica]

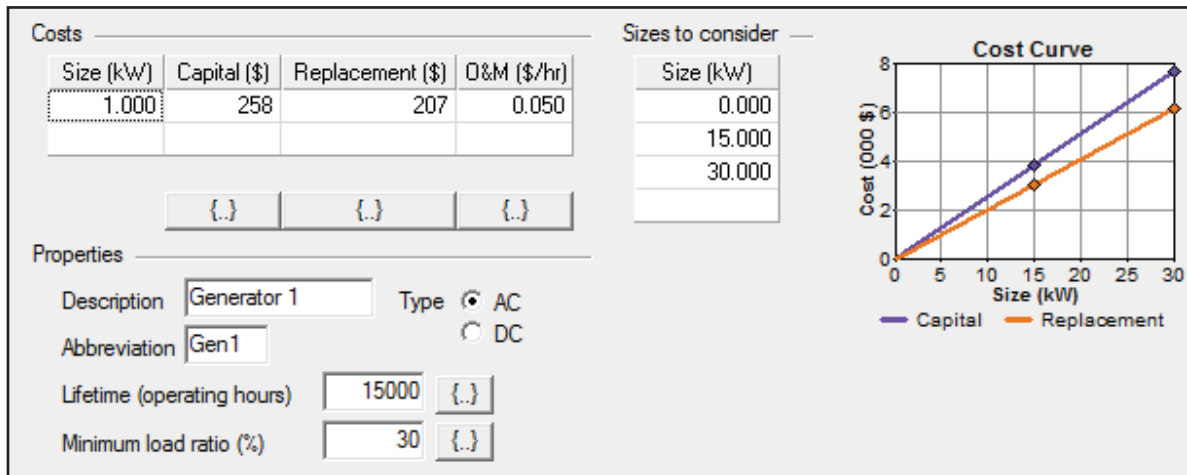


Figura 17. Esquema de los costes unitarios del Generador Eléctrico.

Por otro lado, el combustible utilizado es el diésel, sin factor de recuperación de calor, cuyas emisiones son las siguientes:

Emissions factors	
Carbon monoxide (g/L of fuel)	6.5
Unburned hydrocarbons (g/L of fuel)	0.72
Particulate matter (g/L of fuel)	0.49
Proportion of fuel sulfur converted to PM (%)	2.2
Nitrogen oxides (g/L of fuel)	58
Destination of fuel carbon	
Carbon dioxide	99.5 %
Carbon monoxide	0.4 %
Unburned hydrocarbons	0.1 %
Total	100.0 %

Figura 18. Valores de las emisiones de gases del diésel en el Generador Eléctrico.

➤ **TURBINA EÓLICA**

La velocidad de viento media de la región de Lububu es de 3 m/s aproximadamente; por lo que se ha escogido un tipo de turbina eólica que presente un mayor rendimiento de potencia eólica para dicha velocidad de viento. El tipo de turbina que mejor se acopla a valores de velocidad de viento bajos es la denominada turbina "Aerogenerador ENAIR 1.5 con regulador red + inversor SMA 3,6 kW". El capital unitario del aerogenerador es de 10640 \$, con un valor proporcional de reemplazamiento aproximado de 9000 \$; el coste de mantenimiento se ha establecido en el valor estándar de 500 \$/año. Las cantidades de aerogeneradores seleccionados son 0,5,10, 15 o 20 unidades; en el remoto caso de su implementación, dichas cantidades cubrirían parcialmente la demanda doméstica en aquellos días anómalos que presenten una mayor velocidad de viento en la zona. **[Ver Ficha Técnica]**

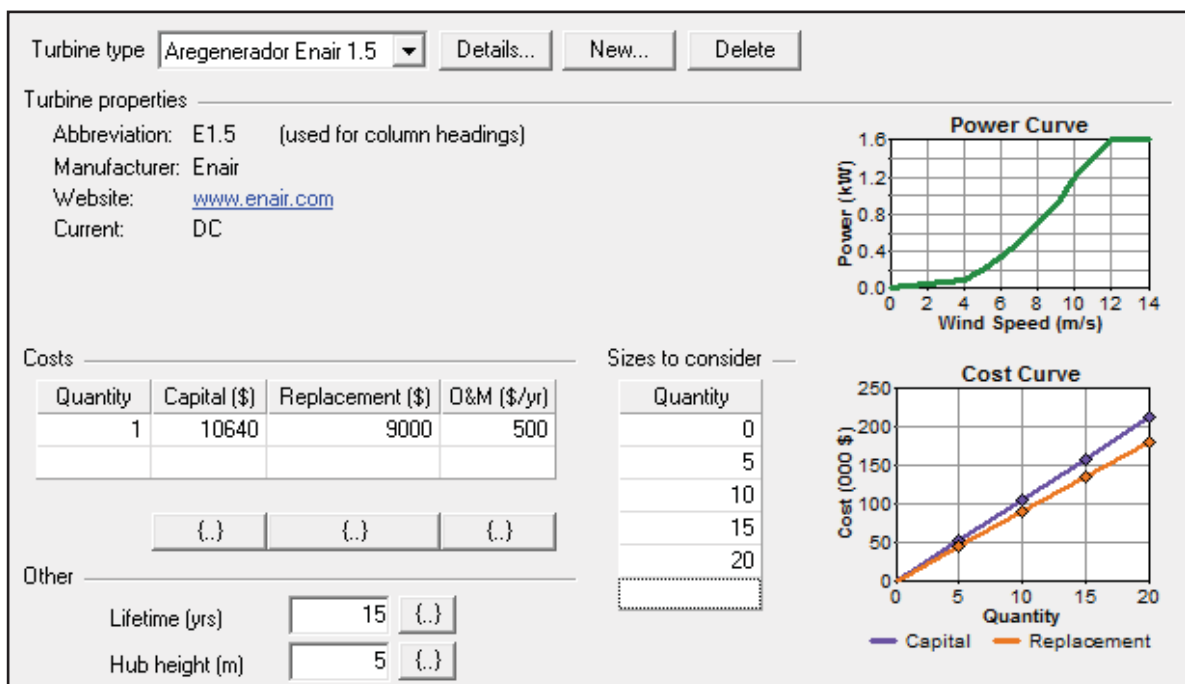


Figura 19. Esquema de los costes y curvas características de la turbina eólica escogida.

El modelo escogido de 1500 W es adecuado para ser implementado en algunas de las viviendas de la región de Lububu en el caso de que sea la opción más viable a implementar. Entre las características del dispositivo que hacen posible que colinden turbinas eólicas y viviendas se encuentran la facilidad que presentan en su instalación y manutención, así como el mínimo ruido generado por las hélices, el cual es inapreciable por el oído humano. Otras características son la máxima eficiencia que presenta en un rango de vientos amplio, su capacidad anticorrosiva, hermética y robusta frente a posibles agentes externos a la instalación.

➤ **BATERÍAS**

La función principal de estos componentes es el almacenamiento de la energía eléctrica sobrante en los periodos donde la energía producida es mayor que la demanda total industrial y doméstica. El tipo de batería elegido es la bautizada como “Surrette 4KS25P”, distribuida en “strings” de 0 a 128 baterías, junto con una especificación de características técnicas del aparato. El coste del capital y reemplazamiento son idénticos y con un valor de 650 \$; se ha impuesto un valor estándar de mantenimiento de 25 \$/año. [Ver Ficha Técnica]

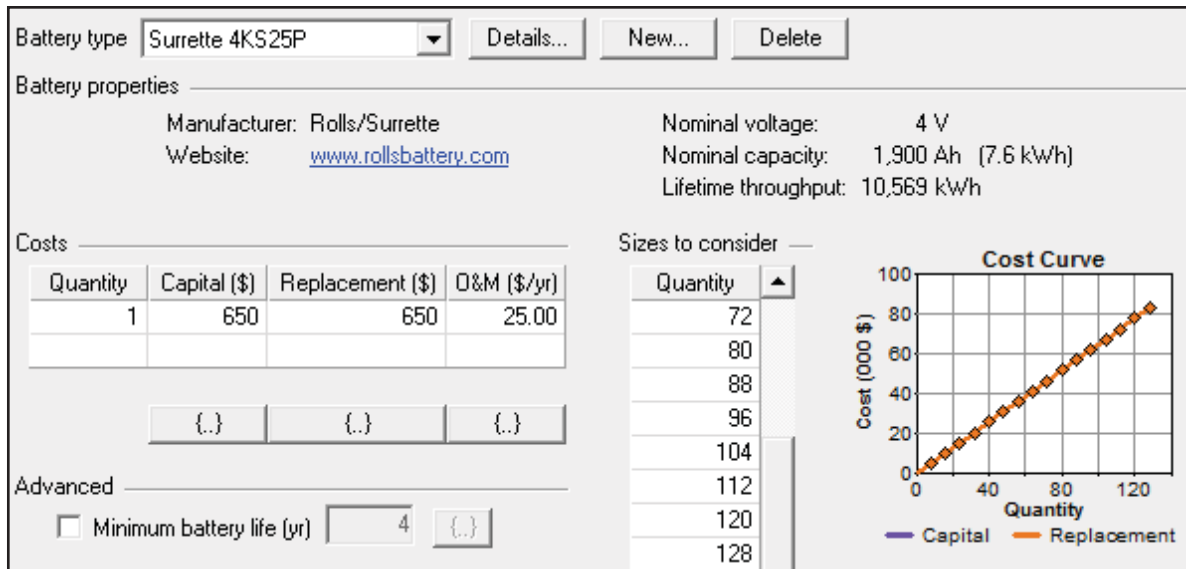


Figura 20. Características técnicas de la batería “Surrette 4KS25P”.

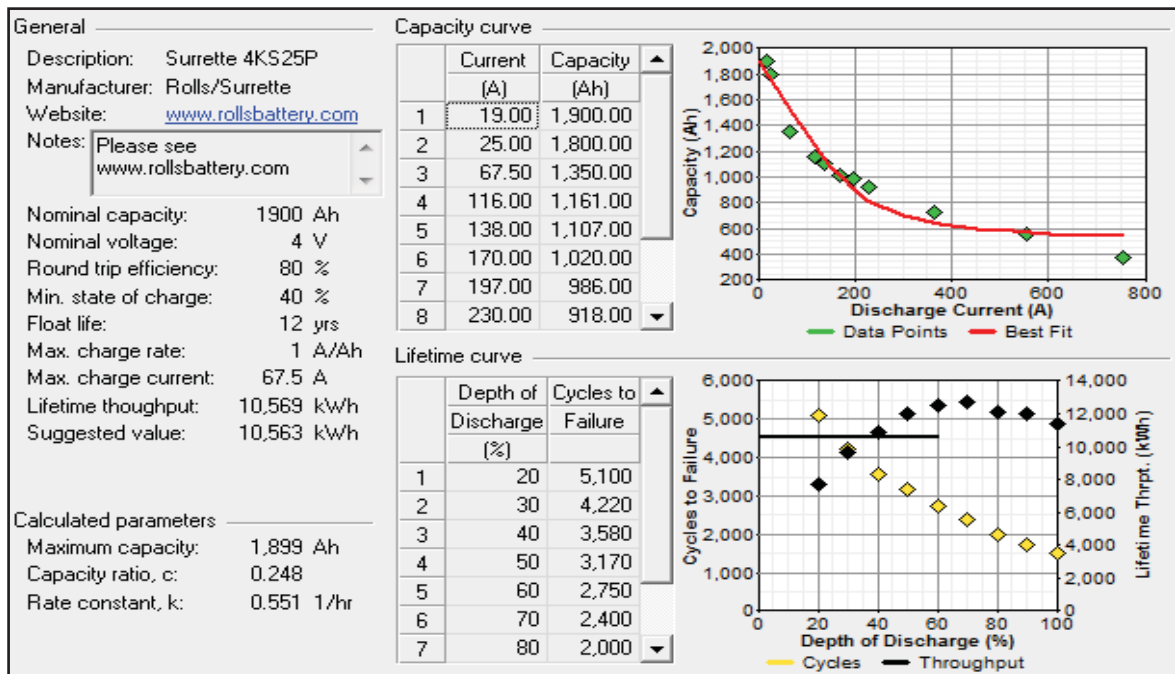


Figura 21. Esquema de los costes y curvas características de la batería escogida.

➤ **TURBINA HIDRÁULICA**

La probabilidad de encontrar una ficha técnica con las características exactas de nuestras condiciones hidráulicas resulta bastante compleja; por lo que se ha buscado un modelo de turbina hidráulica que presente rangos amplios que cumplan la totalidad de nuestras características. Mencionado este aspecto, el modelo de turbina hidráulica elegido es “GK-NYM”. Presenta un diseño único e idóneo para zona rural por su bajo coste, estabilidad, sencilla instalación y mantenimiento. La instalación está compuesta por la turbina Francis, un sistema de soporte rígido y adecuado a la zona de instalación y un generador eléctrico. Se ha indicado toda la información de este modelo. **[Ver Ficha Técnica]**

El capital estimado de la instalación de la turbina presenta un valor aproximado de 50.000 \$; a su vez, al estar compuesto por diferentes componentes, el reemplazamiento de la instalación se realizaría de forma parcial, sustituyendo las partes necesarias; por lo que se ha indicado un coste de reemplazamiento de 25.000 \$. En el caso de la manutención anual, se ha establecido un valor promedio estándar equivalente de 2.000 \$/año. Una aportación que realiza la fuente del Atlas de la zona de Lububu indica que el coste total de la instalación completa sería de una cantidad aproximada de 500.000 \$.

En cuanto a las características de la turbina, se ha indicado la altura entre la entrada de la caída y la turbina en 7 metros, conforme a la información que se había precisado del salto de potencial. Otro factor a tener en cuenta es el flujo medio diseño del río, el cual era de 0,6 m³/s, por ello, se indica ese valor como el caudal de diseño a la turbina. Los rangos de porcentaje de flujo mínimo y máximo se mantienen en los valores estándar de 50% y 150% respectivamente. Por otra parte, se ha indicado un valor estándar de eficiencia eléctrica del 80%. Por último, se ha indicado un valor estándar de pérdidas mecánicas de la turbina hidráulica de un 15%.

Economics		
Capital cost (\$)	50000	{.}
Replacement cost (\$)	25000	{.}
O&M cost (\$/yr)	2000	{.}
Lifetime (years)	25	{.}
Turbine		
Available head (m)	7	{.}
Design flow rate (L/s)	600	{.}
Minimum flow ratio (%)	0	{.}
Maximum flow ratio (%)	150	{.}
Efficiency (%)	80	{.}
		Nominal power: 33 kW
		Generator type <input checked="" type="radio"/> AC <input type="radio"/> DC
Intake pipe		
Pipe head loss (%)	15	{.}
		Pipe Head Loss Calculator...

Figura 22. Esquema de los costes y de la turbina hidráulica implementada.

➤ **PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS**

Una de las tecnologías más comunes para zonas aisladas con superficies amplias es la solar fotovoltaica. Pese a su extenso margen de desarrollo y su bajo rendimiento, supone con diferencia, una tecnología frecuente a implementar en un escenario de abastecimiento energético. En este caso, al disponer de grandes superficies para su instalación, se ha considerado el uso de módulos solares de 150 W por unidad, del modelo de placa “Techno Sun”. [Ver Ficha Técnica]

El precio aproximado de cada placa ronda los 100 \$, valor que se ha indicado para capital y reemplazamiento de cada unidad fotovoltaica. Se ha indicado un coste mantenimiento de 60 \$/año. Al tratarse de una tecnología que permite combinar varios tamaños y configuraciones, se ha implementado un intervalo de potencia de hasta 60 kW para la simulación incrementado en rangos de 5 kW, hecho que facilita una mayor versatilidad de alternativas.

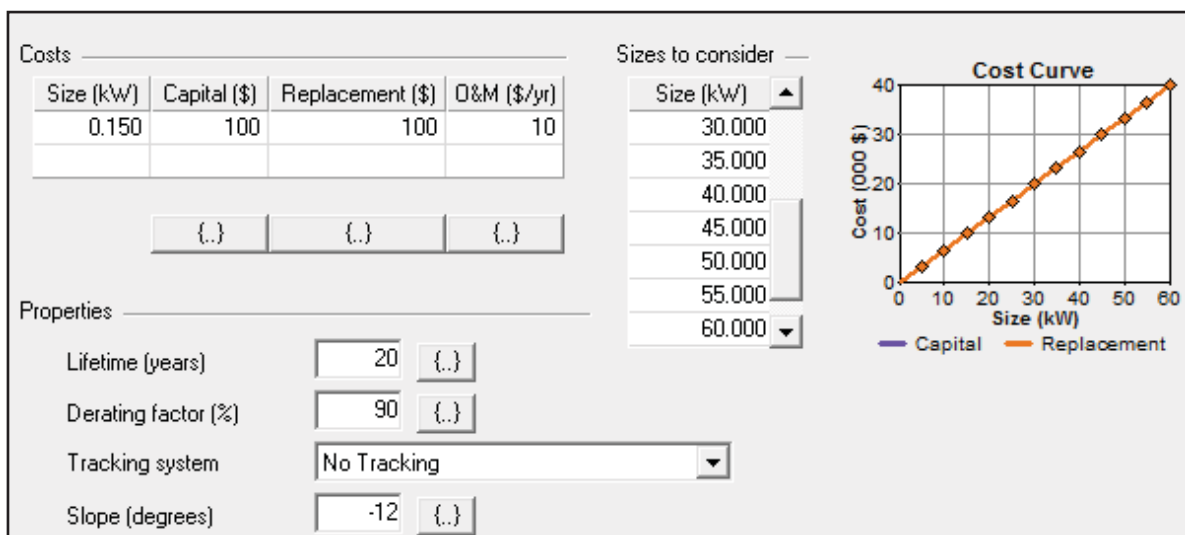


Figura 23. Esquema de los costes de los paneles solares fotovoltaicos.

En el apartado inferior denominado “*Slope*” (inclinación), se ha indicado la inclinación óptima de la zona, cuyo valor era -12° , dato aportado por la fuente del “*PV-GIS*”. En cuanto a la duración de vida útil del conjunto de la instalación fotovoltaica, se ha establecido en un periodo de 20 años. El concepto de “*Derating factor*” corresponde a un factor que proporciona el software, que tiene en cuenta pérdidas por efecto de la temperatura, impurezas u otro agente externo que condicione el rendimiento global de la instalación. Por último, el apartado “*Tracking system*” hace referencia a un dispositivo que llevan incorporado algunas instalaciones fotovoltaicas con la finalidad de ajustar de forma permanente la orientación de los módulos hacia una dirección más óptima respecto al Sol, consiguiendo así un mayor rendimiento energético; en este caso se prescinde de dicha aplicación.

➤ **CONVERTIDORES**

Se recuerda el uso importante de los convertidores/ inversores para la transformación de corriente continua a corriente alterna y viceversa para aquellos componentes de la instalación que requieras ese tipo de transformación eléctrica, por ejemplo, la energía solar. El modelo escogido es el “*Inversor Industronic 1 kW-32 kW*”, el cual presenta una serie de características basadas en una alta eficiencia, confiabilidad, diseño compacto y fácil instalación, ideal para un sistema solar de pequeña-mediana escala. **[Ver Ficha Técnica]**

El precio de capital y reemplazamiento establecido es de 1500 \$/kW; en cuanto al coste de mantenimiento se ha impuesto es 150 \$/año. Los valores de coste se han estimado en función de la cotización de mercado de este tipo de tecnología y el tipo de modelo escogido. Los tamaños a considerar para la simulación corresponden a la variedad de capacidad máxima de cada uno de los modelos del convertidor/inversor escogido, los cuales son 1,65 kW - 2,2 kW - 3,1 kW - 4,2 kW - 5,1 kW - 12 kW - 32 kW - 64kW.

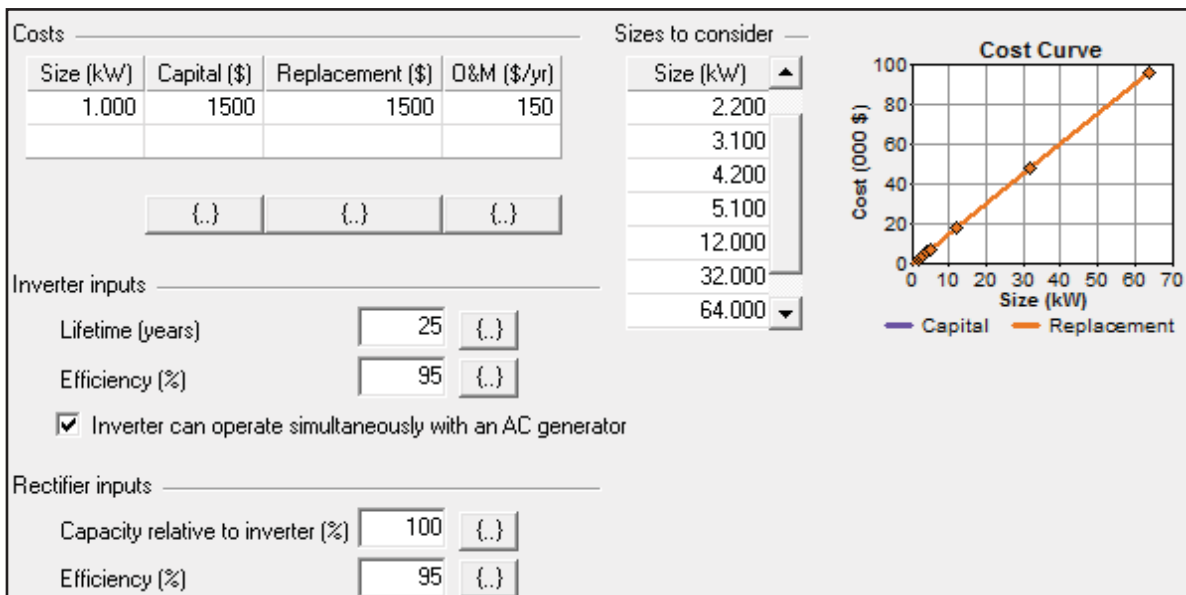


Figura 24. Esquema de los costes del convertidor/inversor.

En la ficha técnica se especifica que el producto presenta una vida útil de 25 años y un valor mínimo de eficiencia energética del 95%. Como tiene la función convertidor/inversor, se ha indicado una eficiencia unitaria de capacidad relativa de inversión y una eficiencia constante del 95% para cuando funcione de forma inversa, acorde a la especificación del dispositivo en la ficha técnica adjunta. Puesto que es la última tecnología a definir, cabe recalcar que todas las fichas técnicas de las tecnologías empleadas se encuentran adjuntas en el anexo, en la parte final del documento.

3.4.3 Simulación de las diferentes alternativas mediante el software.

Con el fin de garantizar la de las energías renovables, se ha implementado una fracción mínima de renovables del 70%. El valor porcentual escogido es elevado debido a las grandes limitaciones que presenta el poblado para disponer de combustible de forma permanente. De esta forma, se consigue potencializar los recursos disponibles en la zona. La otra restricción corresponde al valor máximo porcentual permitido de la escasez anual de suministro, cuyo porcentaje de la carga anual total se ha establecido en un 15%. Una vez se ha realizado la simulación se han conocido la lista de alternativas resultantes, en modo categorizado. Por medio del esquema general siguiente se proporciona la información numérica referida a los aspectos de producción eléctrica y de costes totales, entre otros

							Initial Capital
PV (kW)	E1.5	Hydro (kW)	Gen1 (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Disp. Strgy	
15		33.0	15	48	32....	LF	\$ 143,070
45		33.0		48	64....	CC	\$ 207,200
		33.0	15	80	32....	LF	\$ 153,870
15	5	33.0	15	48	32....	LF	\$ 196,270
	5	33.0	15	72	32....	LF	\$ 201,870
50	5	33.0		40	64....	CC	\$ 258,533
20		33.0	30		12....	CC	\$ 89,073
20	5	33.0	30		12....	CC	\$ 142,273

Figura 25. Esquema general de las alternativas viables simuladas en el software. (1/2)

Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Gen1 (hrs)
\$ 143,070	\$ 414,838	0.189	0.92	0.14	7,541	1,868
\$ 207,200	\$ 429,836	0.198	1.00	0.15		
\$ 153,870	\$ 431,480	0.200	0.92	0.15	7,466	1,860
\$ 196,270	\$ 513,315	0.233	0.93	0.13	7,431	1,848
\$ 201,870	\$ 521,923	0.241	0.92	0.15	7,490	1,872
\$ 258,533	\$ 527,813	0.243	1.00	0.15		
\$ 89,073	\$ 568,773	0.257	0.82	0.14	21,944	2,994
\$ 142,273	\$ 666,103	0.300	0.82	0.14	21,768	2,979

Figura 26. Esquema general de las alternativas viables simuladas en el software. (2/2)

3.4.4 Selección de la/las alternativa(s) más óptima(s).

Un aspecto a matizar es el hecho de indicar en el software la opción de considerar la tecnología hidráulica presente en todas las alternativas; puesto que es la base primordial de abastecimiento energético de nuestra simulación. A continuación, se ha realizado una serie de criterios de evaluación de cada una de las alternativas:

- Si se observan las imágenes anteriores se puede determinar cómo las configuraciones energéticas donde se hace uso de la tecnología eólica presentan un coste de inversión y mantenimiento sumamente mayores que las alternativas que prescinden de la implementación de aerogeneradores eólicos. Además, analizando las configuraciones no-eólicas, se consigue cumplir la demanda energética de la zona de Lububu, resultando totalmente prescindible el uso de turbinas eólicas para el cumplimiento del suministro energético de la región; por lo que las alternativas que presentan configuraciones con uso de tecnología eólica se han descartado de antemano.
- La importancia de una tecnología acompañante de la hidráulica es fundamental; puesto que existen periodos a lo largo del año (principalmente en el periodo central del año) donde el caudal del río se ve reducido por las escasas precipitaciones en semejante periodo; por ello la aportación energética proveniente de la tecnología hidráulica resulta insuficiente para cumplir la demanda base del poblado. Para estas situaciones desfavorables se hace uso de una o unas tecnologías alternativas que consigan suplir en su mayor medida la posible falta de suministro eléctrico. De esta forma se consigue una reducción considerable de la demanda insatisfecha producida a lo largo del año.
- Una vez se parte de las alternativas que no presentan aerogeneradores eólicos (4 alternativas restantes del cuadro general), se ha realizado otro descarte a la configuración que presenta la tecnología hidráulica con solamente el uso de baterías. El motivo principal de su rechazo es el hecho de incidir en la total dependencia en el recurso hídrico de la zona; en el caso de condiciones climatológicas desfavorables que puedan conllevar a un periodo de sequía u otro factor que altere el curso natural del río Lububu, al no existir una tecnología renovable que complemente ese escenario desfavorable podría resultar insuficiente para el suministro energético del poblado el uso exclusivo del generador diésel, ya que la dependencia del combustible sería muy elevada para cubrir la demanda energética del poblado.

- Llegados a este punto ya solamente restan 3 alternativas que cumplan nuestras restricciones planteadas en los puntos anteriores. Solamente queda elegir qué combinación de las siguientes tecnologías son las que mejor pueden complementar a la tecnología hidráulica: **[PV + generador + baterías]**, **[PV + baterías]**, **[PV + generador]**. En los siguientes apartados se ha tratado de presentar dos consideraciones enfocadas al aspecto energético de las alternativas restantes.
- Un factor a tener en cuenta es el hecho del exceso de electricidad generado de forma unánime en las alternativas, siendo la instalación hidráulica la causa principal. Su motivo proviene de la particularidad de trabajo de la herramienta de simulación, la cual tiene en cuenta un régimen de funcionamiento constante de la turbina hidráulica. Es por ello, que se genera un cierto exceso de energía resultante; puesto que, durante el periodo del día externo del espacio laboral, no existe demanda energética proveniente del poblado, a la vez que la instalación hidráulica se encuentra produciendo energía eléctrica. Se han tenido en cuenta las alternativas energéticas que, mediante su combinación de las tecnologías, no generan un exceso elevado de electricidad.
- Otro aspecto a tener en cuenta es la demanda insatisfecha resultante; es decir, la cantidad de demanda eléctrica anual que no ha sido cubierta debido a las condiciones insuficientes de producción eléctrica por parte de las tecnologías instaladas. Se debe conseguir un valor que no supere el 10% como límite máximo contemplado entre la lista de alternativas.
- A continuación, se va a proceder a evaluar 3 alternativas diferenciadas desde un punto de vista económico-energético-social, analizando y comparando los costes anuales de implementación de cada una de las alternativas (costes de inversión inicial, los costes de mantenimiento y posible combustible); la aportación energética de las tecnologías presentes en cada una de las alternativas. La finalidad de este análisis es conseguir una verificación más sólida que cumpla con los criterios de elección establecidos anteriormente y, de forma adicional, facilitar la elección de la alternativa más adecuada de la lista.

3.4.5 Análisis y comparación de las alternativas energéticas.

➤ **ALTERNATIVA 1**

La **ALTERNATIVA 1** está constituida por las siguientes tecnologías: **[PV – Hidráulica – Generador – Baterías – Inversor]** donde se observa que la producción eléctrica proveniente de la turbina hidráulica abarca el 84% de la producción eléctrica total, cuyo margen restante lo cubre de forma menos contundente la aportación de la tecnología fotovoltaica con un 8% (compuesta por un total de 100 módulos) y el generador eléctrico con el otro 8%. La fracción renovable resulta casi unitaria; por lo que las emisiones de CO₂ y otros contaminantes provenientes del combustible son bajas. El exceso eléctrico se sitúa en un 34%, el cual podría ser aprovechado por regiones o instalaciones colindantes a Lububu, que presenten una demanda energética durante el periodo nocturno. El apartado “unmet electric load” hace referencia a la demanda insatisfecha o cantidad de energía que no se ha generado por falta de producción eléctrica, en este caso es un valor del 10%, aceptable, aunque en ningún caso deber ser superior.

Por otra parte, teniendo en cuenta los costes, el capital inicial de inversión de las tecnologías es de 143.070 \$, con un coste medio anual de 32.451 \$/año y un coste actual neto de 414.838 \$ (este último parámetro corresponde al coste total de instalación + actividades llevadas a cabos durante todo el periodo útil del proyecto). Se observa la gran repartición de los costes totales entre las diferentes tecnologías donde el generador eléctrico presenta un mayor porcentaje con fundamento del uso del combustible diésel.

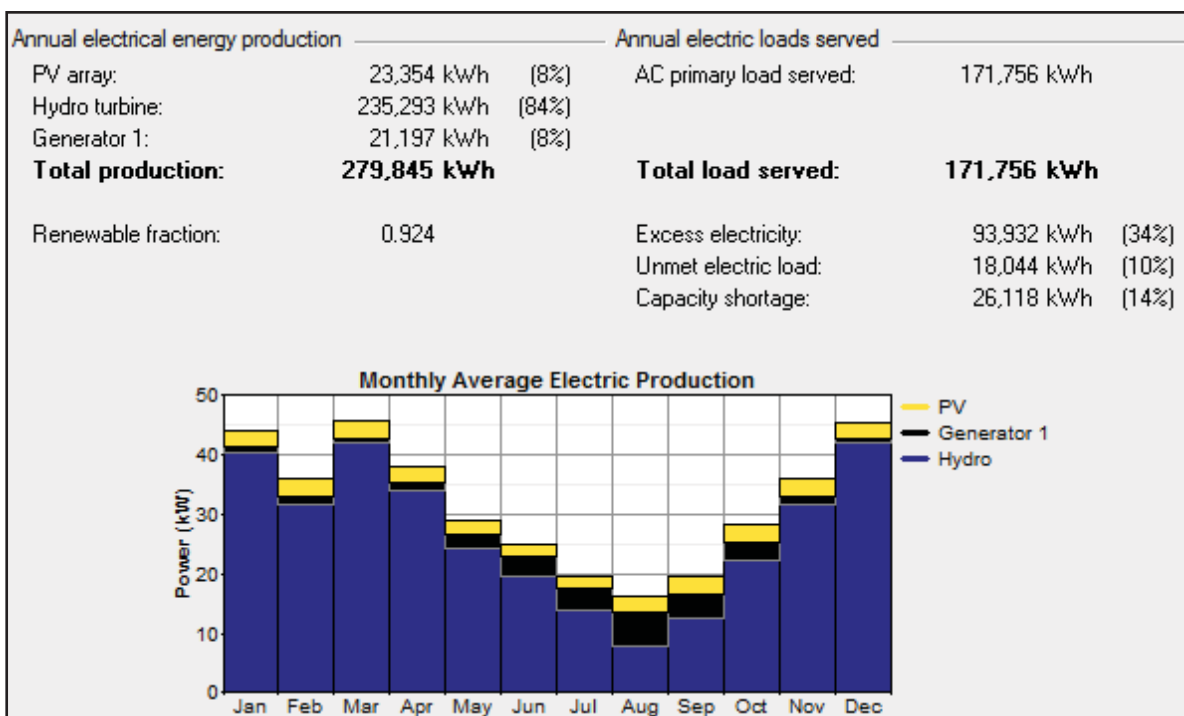


Figura 27. Esquema general de los resultados energéticos de la **ALTERNATIVA 1**.

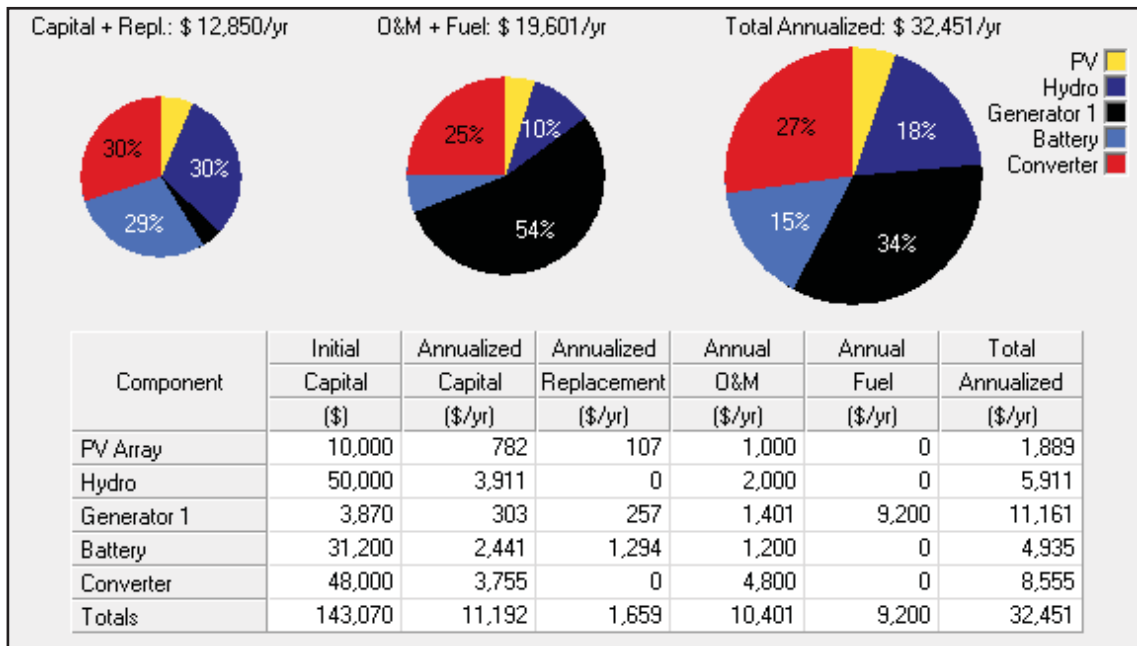


Figura 28. Esquema general de los costes totales de la ALTERNATIVA 1.

➤ ALTERNATIVA 2

La ALTERNATIVA 2 está formada por las siguientes tecnologías: [PV – Eólica – Hidráulica – Baterías – Inversor], donde se vuelve a destacar la producción energética hidráulica con un apunte del 74%, lo complementan la instalación fotovoltaica con un contundente 25%, esta vez con 330 módulos que generan 50 kW, y el aerogenerador eólico con apenas un 1% de la producción total. Entre los cambios más destacables están la fracción mínima de renovables, que resulta ser unitaria al prescindir del uso de la tecnología del generador eléctrico. En este caso el exceso de electricidad se ve incrementado al 43% y es un factor desfavorable a tener en cuenta.

De forma análoga al apartado anterior, se describe los costes de esta alternativa. El capital de entrada necesario para llevar a cabo la ejecución de las instalaciones asciende a la cantidad de 258.533 \$, con un mantenimiento anual de 41.289 \$ y un coste anual neto de 527.813 \$. En las tartas de queso de la imagen se puede determinar cómo la mayor inversión inicial recae en la tecnología del inversor a raíz de las tecnologías empleadas, que necesitan el paso de la corriente continua a alterna. Destacar el hecho del coste total de la tecnología eólica teniendo en cuenta su ínfima aportación energética; dicho factor es muy importante, debido a que la relación producción/coste es muy reducida y resulta no ser una alternativa adecuada aquella que presente aerogeneradores eólicos dentro de su combinación de tecnologías para cada alternativa.

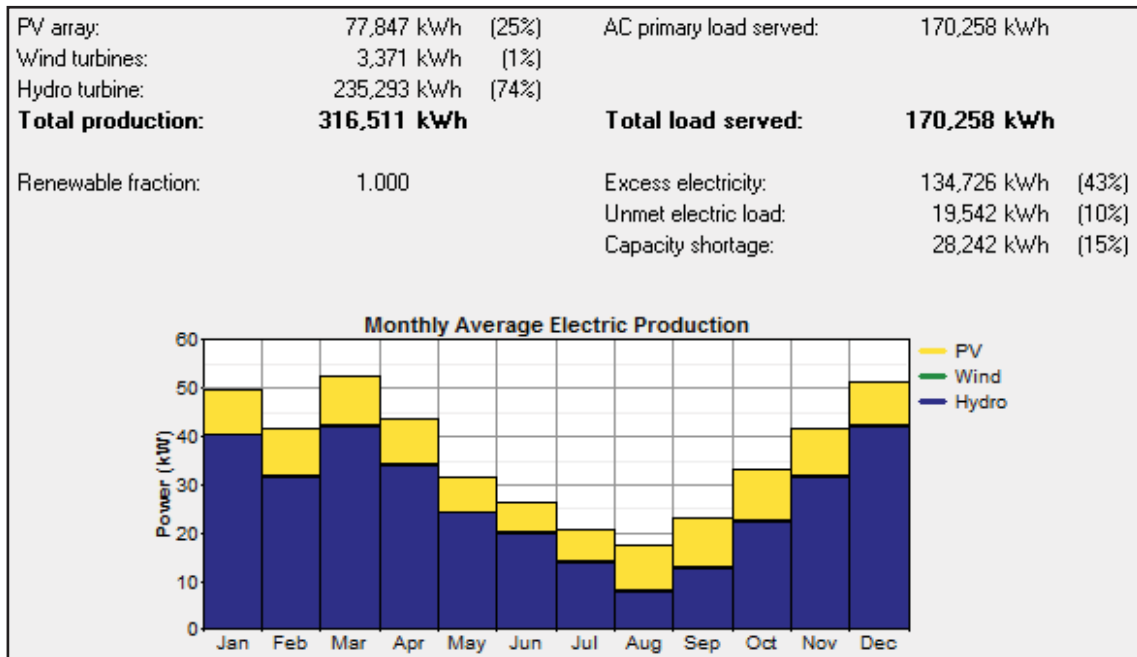


Figura 29. Esquema general de los resultados energéticos de la ALTERNATIVA 2.

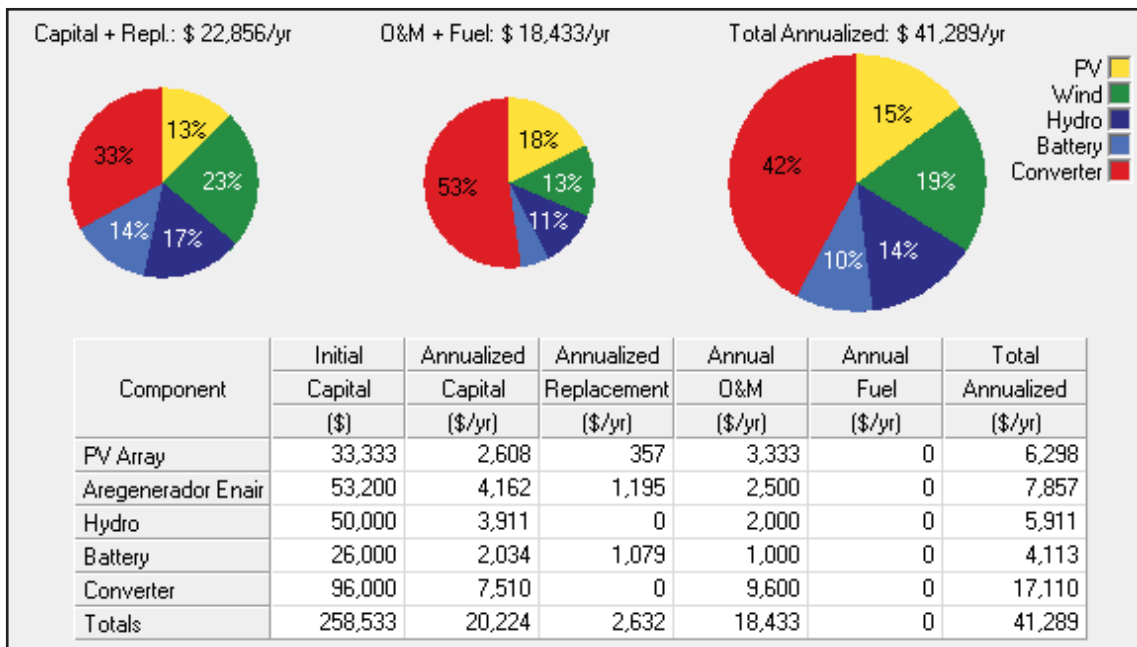


Figura 30. Esquema general de los costes totales de la ALTERNATIVA 2.

➤ **ALTERNATIVA 3**

La **ALTERNATIVA 3** está formada por las siguientes tecnologías implementadas: [**PV – Hidráulica – Generador – Inversor**], a diferencia de la alternativa anterior, no se hace uso de la tecnología eólica y las complementaciones a la hidráulica se centran en el generador eléctrico con un 18% y en la tecnología fotovoltaica con un valor porcentual del 10%, lo que corresponde a una producción de 20 kW equivalente a la instalación de 130 módulos fotovoltaicos. En este caso el exceso eléctrico presenta un valor realmente alto y una demanda insatisfecha apenas más baja que las otras alternativas.

En el apartado de los costes se aprecian variaciones considerables en sus valores. La alternativa 3 presenta un capital inicial de 89.073 \$, resultando la inversión más baja de todas las alternativas simuladas; con un coste anual de 44.493 \$ impulsado nuevamente por el uso de combustible. El coste actual neto se sitúa en 568.773 \$, siendo el segundo más alto de todas las combinaciones por el alto coste anual del combustible; puesto que su uso es sumamente cuantioso, factor que no es el más propicio para una zona aislada.

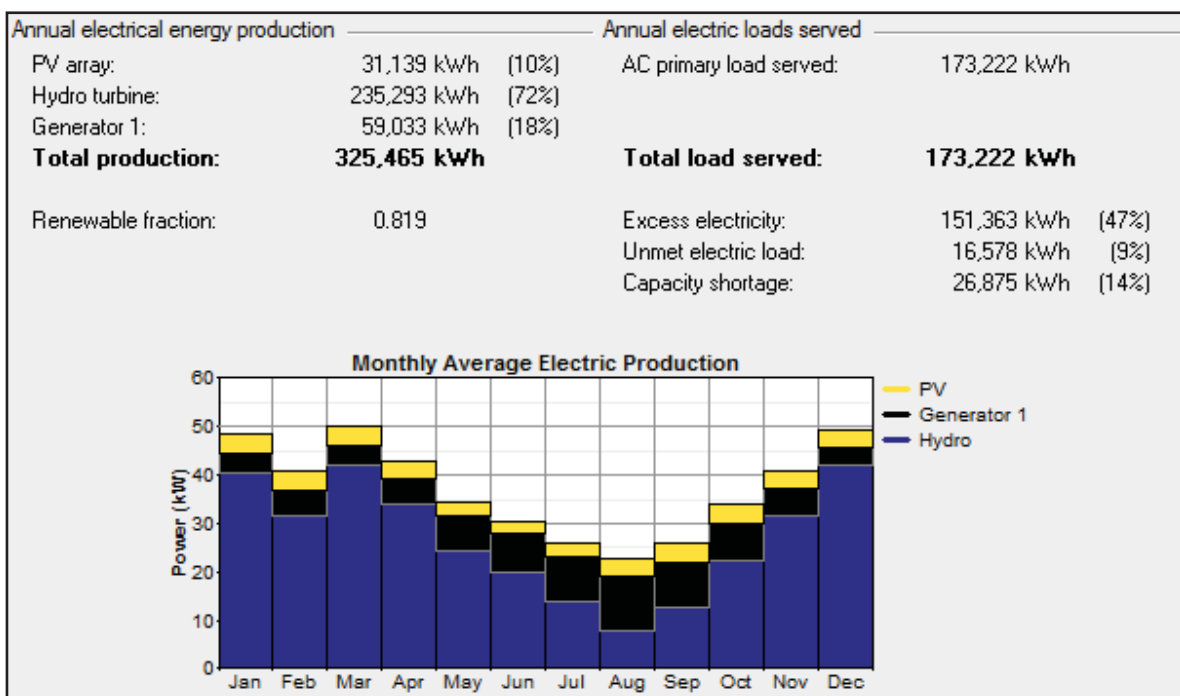


Figura 31. Esquema general de los resultados energéticos de la ALTERNATIVA 3.

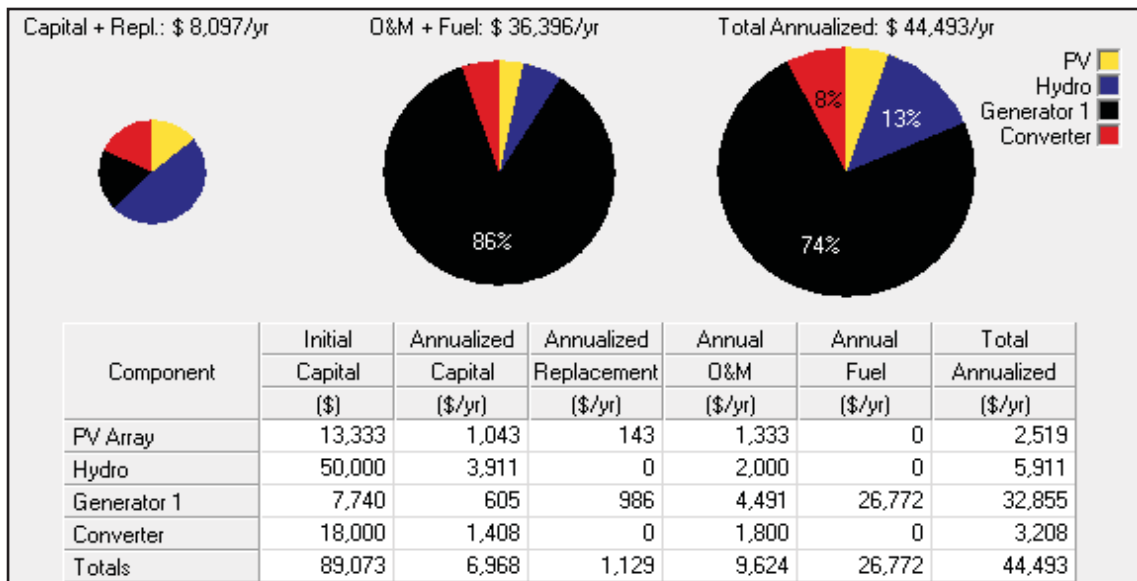


Figura 32. Esquema general de los costes totales de la ALTERNATIVA 3.

➤ Media la tabla se realiza una comparación de las 3 alternativas anteriores:

PARÁMETROS PROD. ELÉCTRICA	Producción Hidráulica (kWh) – (%)	PV/Gen/Wind (kWh) – (%)	Exceso electricidad (kWh) – (%)	Demanda insatisfecha (kWh) – (%)	Fracción renovable
ALTERNATIVA 1	235.293 (84%)	PV 23.354 (8%) G 21.197 (8%)	93.932 (34%)	18.044 (10%)	0.924
ALTERNATIVA 2	235.293 (74%)	PV 77.847 (25%) W 3.371 (1%)	134.726 (43%)	19.542 (10%)	1
ALTERNATIVA 3	235.293 (72%)	PV 31.139 (10%) G 59.033 (18%)	151.363 (47%)	16.578 (9%)	0.819
PARÁMETROS COSTES TOTALES	Inversión inicial (\$)	Capital + Reemplaz. (\$/año)	Mantenim. + Combustible (\$/año)	Coste total anual (\$/año)	Coste Actual Neto (\$)
ALTERNATIVA 1	143.070	12.850	19.601	32.451	414.838
ALTERNATIVA 2	258.533	22.856	18.433	41.289	527.813
ALTERNATIVA 3	89.073	8.097	36.396	44.493	568.773

Tabla 19. Tabla comparativa de las diferentes alternativas seleccionadas y analizadas.

- En vista de la tabla anterior, donde se puede comparar de forma más directa los balances de energéticos y de costes, se ha escogido la **ALTERNATIVA 1** como la opción más adecuada habiendo analizado toda la información previa. Los argumentos que han dado pie a semejante decisión son los siguientes:
- ✓ Elevado uso de producción energética haciendo uso de energías renovables (fracción renovable 0,92).
 - ✓ Impacto medioambiental reducido, a diferencia de otras alternativas, donde se utiliza una elevada cantidad de combustible.
 - ✓ No existe un suministro y almacenamiento de combustible en grandes cantidades.
 - ✓ La dependencia externa es baja, solamente en caso de condiciones climatológicas desfavorables o picos de demanda se hará uso del generador.
 - ✓ Coste de mantenimiento reducido debido principalmente al bajo uso del combustible en comparación con otras alternativas.
 - ✓ Coste inicial superior a otras alternativas, pero su valor de coste actual neto presenta el valor más bajo de todos los presentes.
 - ✓ Presencia y uso de un número elevado mayor de acumuladores (48), que almacenan en mayor medida el exceso de energía producido.
 - ✓ Coste menor de producción por unidad de potencia (0.189 \$/kWh).

Una vez se ha definido la alternativa resultante, se ha tratado de analizar con mayor detalle toda la información proporcionada por el software referida a la **ALTERNATIVA 1**. En particular se ha conocido una serie de representaciones energéticas de las tecnologías:

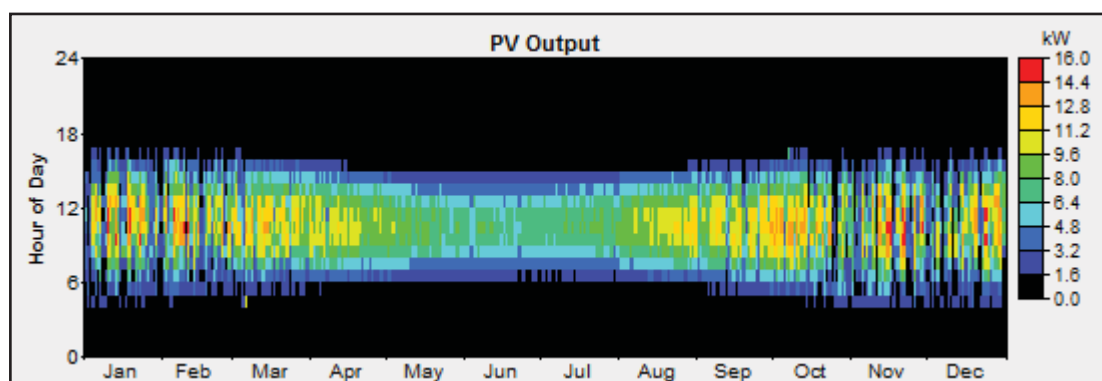


Figura 33. Representación de la potencia fotovoltaica anual en el software.

Si se examina la imagen anterior se observa cómo en los meses centrales del año la producción es inferior, en el denominado periodo seco, donde las precipitaciones son escasas o nulas y se registran las temperaturas medias más bajas. Además, se aprecia que en los meses centrales el rango de horas diurnas se ve reducido (la franja coloreada es más estrecha). Si se interpreta la leyenda adjunta, se determina cómo los valores de mayor producción eléctrica de los módulos fotovoltaicos se producen entorno a la hora central del día.

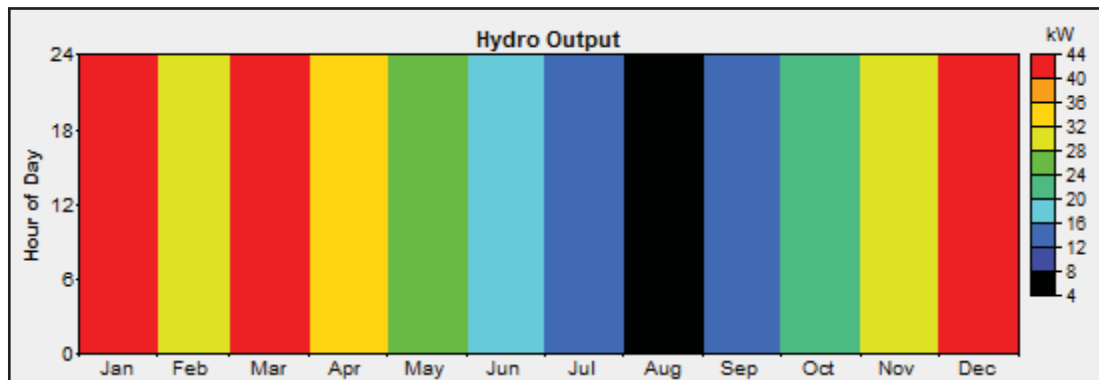


Figura 34. Representación de la potencia hidráulica anual en el software.

La imagen corresponde a la producción anual de la turbina hidráulica. Se puede percibir el funcionamiento continuo de la instalación verificándolo mediante la presencia de la totalidad de las barras representadas. Analizando las franjas de colores se contempla la baja producción energética de la hidráulica durante la estación seca (meses centrales del año), donde se produce hasta una reducción del caudal del río Lububu en un 40%; hecho que influye directamente en la producción energética, la cual desciende hasta al 10% de su valor máximo.

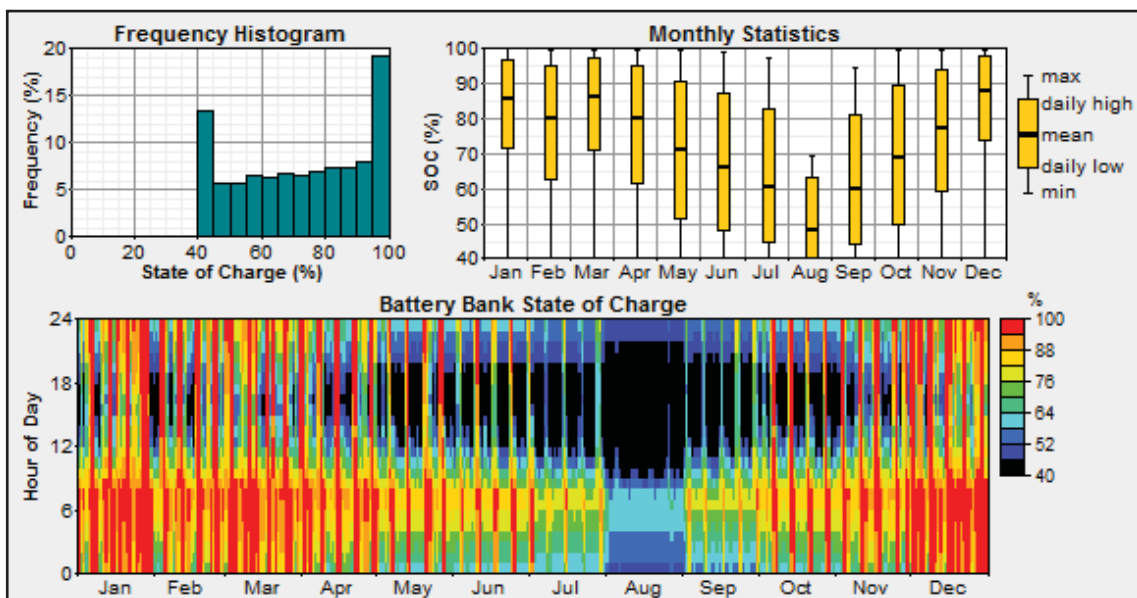


Figura 35. Representación de la evolución de las baterías en el software.

En cuanto a la función que cumplen los 48 acumuladores presentes en la alternativa energética, se puede determinar mediante la representación adjunta cómo aumenta su uso en el periodo más seco, donde existen fases en las que la demanda energética del poblado no se puede cubrir con la aportación hidráulica + fotovoltaica + generador eléctrico, y las baterías operan para suministrar la energía almacenada. A pesar de la superficie marcada en negro, la cual dictamina que las baterías se encuentran en su valor mínimo de energía almacenable, el periodo de demanda insatisfecha no supera el 10%. Para solventar dicho inconveniente, presente en el periodo más seco donde la hidráulica se ve condicionada por la escasez de precipitaciones, se plantearía una reducción parcial de la demanda energética solamente para dicho periodo, puesto que la mayor parte de la demanda va asociada a consumos de establecimientos a máximo funcionamiento (la mayoría de ellos no tienen dependencia horaria), factor que sirve para implementar ciertas restricciones para la reducción parcial de la demanda energética de la población para el periodo más seco.

En resumen, la alternativa escogida para abastecer la demanda energética de la zona de Lububu está compuesta por las siguientes tecnologías:

- 15 kW de tecnología fotovoltaica (PV) formada por 100 módulos “*Techno Sun*”.
- 33 kW de potencia hidráulica por medio de la turbina hidráulica “*GK-NYM*”.
- 15 kW de Generador eléctrico, cuyo modelo es el “*KM376AG*”.
- 48 baterías del modelo “*Surette 4KS25P*”.
- Convertidor/Inversor “*Industronic*” de 32 kW.

3.4.6 *Análisis de sensibilidad.*

Una vez se ha realizado la simulación real de la zona de Lububu se ha buscado culminar el estudio realizando un análisis de sensibilidad, donde se modificarán 2 variables que más son más propensas a sufrir variaciones en sus respectivos valores. Los parámetros escogidos para esta equiparación son el precio del combustible y el caudal del río Lububu:

- **Precio del diésel:** el precio de este combustible sufre cambios constantemente, debido a motivos políticos, sociales, económicos, etc. como se vio en el gráfico adjunto cuando se implementó el recurso energético del combustible en el software. El precio base que se escogió para la simulación correspondía al valor más reciente, **1.22 \$/litro** (US). En esta ocasión se va a plantear un escenario más desfavorable, ante la carencia de estabilidad política y social, se ha interpretado un incremento del valor del precio del combustible a **1.5 \$/litro** (US).

- **Caudal del río Lububu:** como se ha visto anteriormente la aportación energética del salto hidráulico presente en la zona era total; puesto que cubría prácticamente la totalidad de la demanda energética. Se indicó en el apartado de implementación del caudal en el software que en periodos de sequía extremos el flujo del río se veía afectado reduciéndose en un 40%. Se plantea una situación donde el país sufra una sequía severa anual y el caudal del río sufra dicha reducción mencionada. Por lo tanto, la variable pasa de **0.6 m³/s** a **0.36 m³/s** de caudal medio anual. De esta forma se reduce la dependencia energética a la tecnología hidráulica como se vio anteriormente para dar una mayor relevancia a otro tipo de tecnologías y combinaciones de ellas.

Las nuevas alternativas resultantes en la simulación del software se detallan mediante las dos figuras siguientes:

	PV (kW)	E1.5	Hydro (kW)	Gen1 (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Disp. Strgy	Initial Capital	Total NPC
	55		19.78	15	40	32....	LF	\$ 164,537	\$ 528,476
	55	5	19.78	15	40	32....	LF	\$ 217,737	\$ 626,348
	60	5	19.78		120	64....	CC	\$ 317,200	\$ 649,062
	60		19.78	30		32....	CC	\$ 145,740	\$ 806,784
	60	5	19.78	30		32....	CC	\$ 198,940	\$ 903,799
		10	19.78	30	80	32....	LF	\$ 264,140	\$ 944,906

Figura 36. Esquema general de las nuevas alternativas simuladas. (1/2)

Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Gen1 (hrs)
\$ 164,537	\$ 528,476	0.242	0.90	0.15	9,010	2,241
\$ 217,737	\$ 626,348	0.286	0.90	0.15	8,890	2,218
\$ 317,200	\$ 649,062	0.299	1.00	0.15		
\$ 145,740	\$ 806,784	0.355	0.80	0.13	22,959	3,287
\$ 198,940	\$ 903,799	0.397	0.80	0.13	22,796	3,275
\$ 264,140	\$ 944,906	0.430	0.73	0.14	20,043	2,661

Figura 37. Esquema general de las nuevas alternativas simuladas. (2/2)

Para llevar a cabo la viabilidad del análisis de sensibilidad, se han mantenido las siguientes modificaciones en las tecnologías de forma análoga a la simulación real, donde las únicas variaciones corresponden al caudal medio del río Lububu y el aumento del precio del combustible diésel:

- Aumento del número de baterías de 64 a 128 unidades (en múltiplos de 8).
- Aumento de la potencia considerada de PV de 30 a 60 kW (en múltiplos de 5).
- Incremento de la potencia del convertidor/inversor de 32 a 64 kW.
- Reducción del porcentaje mínimo de caudal con el que la turbina hidráulica sigue operativa de 50 a 0% (en caso contrario no se consideraba la aportación energética durante el periodo seco).

Se han seguido los mismos criterios de elección de la alternativa energética más adecuada; por lo tanto, de forma análoga, la opción escogida está formada por las tecnologías: **[PV – Hidráulica – Generador – Baterías – Inversor]**. Se ha tratado de conocer hasta qué punto influye la modificación de los parámetros del caudal y precio del combustible.

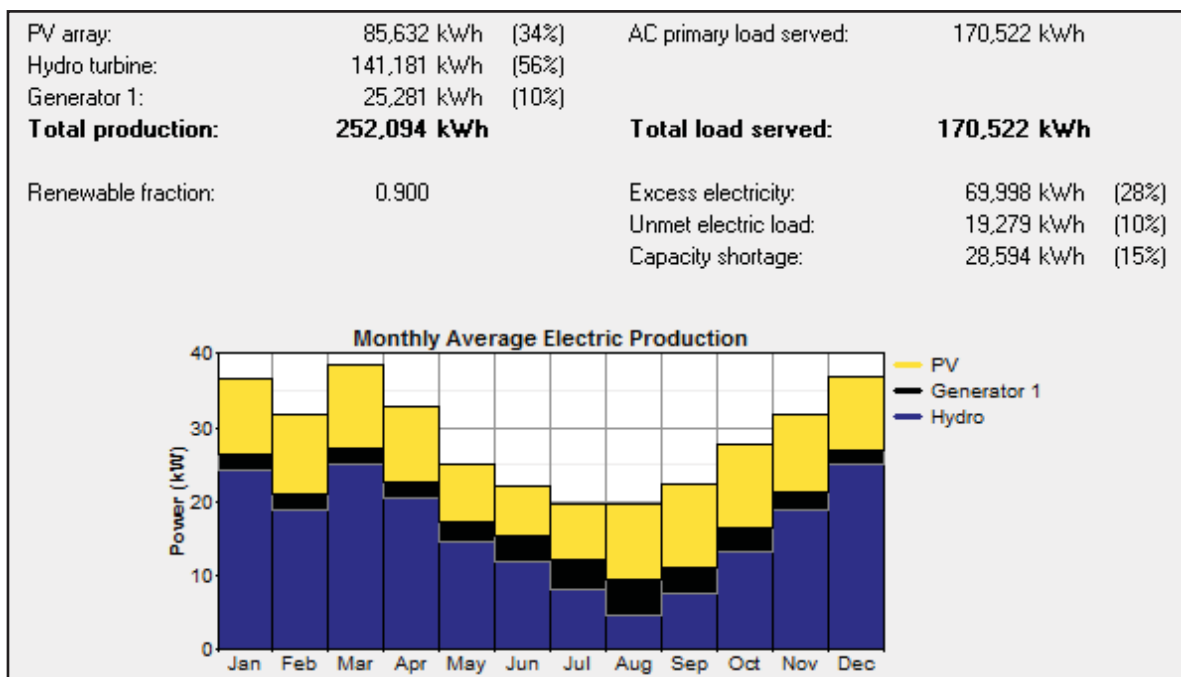


Figura 38. Esquema energético de la alternativa en el análisis de sensibilidad.

En esta ocasión la producción eléctrica y la fracción renovable presentan un valor inferior a la simulación real, donde la tecnología fotovoltaica cobra un mayor protagonismo en la contribución de dicha producción. De esta forma, el exceso de energía eléctrica se reduce en un 6% y se mantiene la demanda insatisfecha en el valor porcentual del 10%.

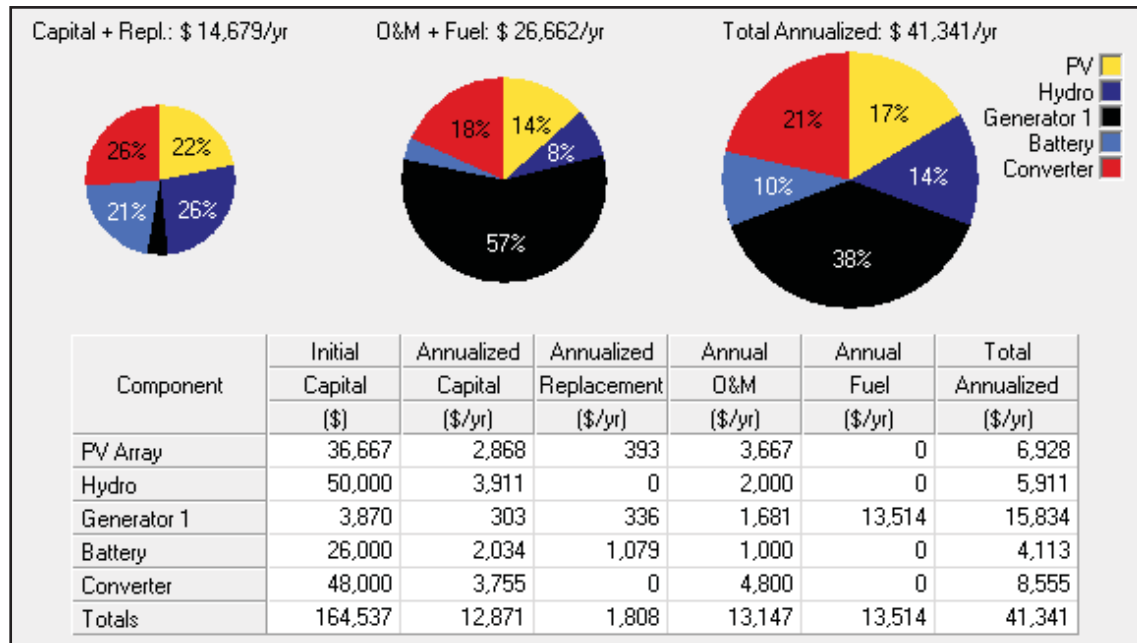


Figura 39. Esquema de los costes de la alternativa en el análisis de sensibilidad.

En el aspecto de los costes cabe destacar la repartición equitativa entre las diferentes tecnologías donde destaca en superioridad el generador eléctrico. Sabiendo que los costes de la instalación hidráulica se mantienen constantes, su menor valor porcentual supone que los costes totales serán superiores que en la simulación real: el capital inicial de inversión es de 164.537 \$ (un 15% superior), el coste total anual se sitúa en 41.341 \$/año y el valor de coste actual neto de 528.476 \$ (un porcentaje del 27,4% superior para ambas variables económicas).

De esta forma, mediante un análisis de sensibilidad, se demuestra la importancia en primer lugar del parámetro del caudal del río de Lububu, y de forma secundaria el precio del combustible, y cuál sería su alternativa más adecuada en el caso de un periodo de sequía anual. Al resultar imprescindible sendos parámetros en la simulación real, se observa la reducción de la producción y el incremento del coste resultante ante el escenario planteado.

De este modo se concluye el análisis de sensibilidad y se da pie a la confección de una conclusión donde se expone los pasos que se han realizado a lo largo de la memoria y la elaboración de un presupuesto del documento en el que se ha efectuado el cálculo previo del coste de elaboración de dicho documento, el cual corresponde al Trabajo de Fin de Grado.

3.4.7 Conclusiones.

De entrada, se ha definido el objetivo del documento, el cual consiste en plantear un sistema híbrido de abastecimiento energético propicio para la zona de Lububu, en el centro de la República Democrática del Congo. Para su realización, se han tenido en cuenta dos aspectos fundamentales, como son la justificación de su elaboración y la motivación necesaria para llevarlo a cabo.

En primer lugar, se ha presentado el marco macro-energético, indicando cuál es la situación geográfica del país, así como los principales potenciales energéticos de cada región. Para conocer los puntos fuertes y débiles de la nación, se ha implementado un análisis DAFO, con el cual se conocen características, tanto internas como externas, que se encuentran presentes en todo el territorio nacional. Una vez se ha caracterizado la R. D. del Congo, se ha introducido la situación energética más actual, analizando todos los balances energéticos hasta la fecha. A continuación, se han planteado dos escenarios energéticos; uno que corresponde a la evolución tendencial actual de la nación (Escenario BAU), donde se observa, por medio de los balances energéticos e indicadores históricos, cuáles son las proyecciones tendenciales del país y a dónde se dirige; y el otro escenario (Escenario Sostenible), en el cual se implementa un objetivo de aumentar la electrificación del país en un 20% para el año 2035, el cual se cumple con exceso de holgura mediante el aporte energético de macro-proyectos derivados de la hidráulica situados en el río Congo, en el caso de que dicha producción eléctrica se destine al consumo nacional y no al negocio de las grandes empresas en su beneficio económico.

Por otra parte, se ha realizado el análisis correspondiente al ámbito micro-energético enfocado al poblado de Lububu, partiendo con el modelo de seguimiento del apartado anterior. El primer aspecto que se ha indicado corresponde a las características geográficas y demográficas de la región, destacando una particularidad hidráulica presente en el río Lububu. Seguidamente, se ha estimado la demanda diaria energética de la zona para un día laboral/festivo, donde se ha omitido una demanda diferenciada según el periodo estacional debido a la situación geográfica próxima al ecuador y a la independencia del consumo eléctrico respecto a la estación meteorológica. Posteriormente, se ha tratado de analizar los diferentes recursos energéticos disponibles en la zona; entre los cuales destacan el caudal del río Lububu, para el cual se realizó una estimación, la radiación solar de la zona, la baja velocidad media de viento y el aporte de combustible. Por otra parte, se han definido las diferentes tecnologías a implementar acorde a los recursos disponibles; entre las tecnologías se encuentran la turbina hidráulica, el aerogenerador eólico, las placas fotovoltaicas, el generador diésel y el inversor. El paso siguiente ha consistido en trasladar toda la información previa a la herramienta de software de trabajo, donde se ha realizado una simulación tomando todas las consideraciones energéticas y de viabilidad adecuadas a la información analizada previamente. Una vez se ha realizado la simulación, se han obtenido una serie de alternativas para su implementación. Llegados a este punto, se ha tenido en cuenta una serie de consideraciones energéticas y económicas para elegir la alternativa más adecuada para su implementación, la cual está formada por la combinación de tecnologías: [PV – Hidráulica – Generador – Baterías – Convertidor]. Por último, se ha planteado un análisis de sensibilidad donde se han modificado dos de los parámetros más importantes de la simulación, el caudal del río y el precio del combustible diésel, donde se observa que en caso desfavorable para sendas variables; supone una disminución directa de la producción energética total y el aumento considerable de los costes de las nuevas alternativas.

4 BIBLIOGRAFÍA

- Ecointeligencia: “La apuesta 20/20/20 para 2020” publicado el “30 de marzo de 2011”, por medio del enlace: <https://www.ecointeligencia.com/2011/03/la-apuesta-202020-para-2020/>
- Listado de centrales eléctricas en la República Democrática del Congo:
https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_power_stations_in_the_Democratic_Republic_of_the_Congo
- Central Eléctrica “Grand Inga”:
https://en.wikipedia.org/wiki/Grand_Inga_Dam
- Explicación histórica y minuciosa de las presas Inga:
<http://megaconstrucciones.net/?construccion=presas-inga>
- Información eólica completa a nivel mundial:
<https://www.enair.es/es/app>
- Lista de precios del diésel más reciente:
https://es.globalpetrolprices.com/Republic-of-the-Congo/diesel_prices/
<https://knoema.es/atlas/Rep%C3%BAblica-Democr%C3%A1tica-del-Congo/topics/Econom%C3%ADa/Inflaci%C3%B3n-y-Precios/Precio-de-combustible-di%C3%A9sel>
- Información de la climatología y precipitaciones de la zona de Lububu: (Kabongo, poblado más cercano que presenta dicha información)
<https://es.climate-data.org/location/442589/>
- Información de los balances energéticos de la R.D. del Congo:
<http://www.iea.org/>
- Información de la economía y social de la R.D del Congo:
<https://www.icex.es/icex/es/Navegacion-zona-contacto/revista-el-exportador/mundo/REP2017763433.html>
- Información de la radiación solar de la R.D. del Congo:
<https://photovoltaic-software.com/pvgis.php>

2.PRESUPUESTO

5 PRESUPUESTO

El último apartado del documento corresponde a la elaboración del Presupuesto del estudio realizado. En este apartado se han tenido en cuenta una serie de consideraciones económicas y porcentuales a la hora de implementarlo en el software “*Arquímedes*”, el cual se empleó en la asignatura de Proyectos. En el aspecto económico se han establecido los siguientes precios en el caso de la mano de obra involucrada en la elaboración y revisión del documento:

- Ingeniero/a en Tecnologías Industriales, con una cotización de 75€/h.
- Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales, con una cotización de 30 €/h.

Se ha establecido un valor de costes directos complementarios en un valor porcentual de un 3% para cada partida. Por otra parte, los costes complementarios adicionales al Presupuesto total de ejecución material son los siguientes:

- Gastos generales (13%).
- Beneficio Industrial (6%).

Con la suma integrada del coste de ambas variables anteriores se convierte el Presupuesto de ejecución por contrata. Por último, para formalizar el Presupuesto en base de licitación se añade el impuesto de valor añadido:

- I.V.A (21%).
- ✓ No se ha incluido el concepto de Honorarios de Proyectos y Dirección de obras en la cuantía total del Presupuesto.

V Presupuesto: Anejo de justificación de precios

Estudio del dimensionamiento de un sistema renovable híbrido para abastecer las necesidades eléctricas de la zona de Lububu, en la República Democrática del Congo

Proyecto: Estudio del dimensionamiento de un sistema renovable híbrido para abastecer las nec...
Promotor:
Situación:

V Presupuesto: Anejo de justificación de precios

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
1 Introducción a las zonas aisladas				
1.1 Reunión tutor/a y alumno/a sobre la introducción al TFG.				
1.1.1	01.01.	h	Reunión tutora y alumno sobre la introducción al TFG.	
	6,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
	6,000 h		Ingeniero/a en Tecnologías Industriales.	75,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	630,000 €
				18,90 €
			Precio total por h	648,90 €
1.2 Planificación de la realización del trabajo.				
1.2.1	01.02.	h	Planificación de la realización del trabajo.	
	25,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	750,000 €
				22,50 €
			Precio total por h	772,50 €
1.4	01.03.	h	Búsqueda de información sobre zonas aisladas.	
	25,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	750,000 €
				22,50 €
			Precio total por h	772,50 €

Proyecto: Estudio del dimensionamiento de un sistema renovable híbrido para abastecer las nec...
Promotor:
Situación:

V Presupuesto: Anejo de justificación de precios

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
2 Análisis macro-energético				
2.1 Reunión informativa tutor/a y alumno/a sobre el apartado macro-energético.				
2.1.1	02.01.	h	Reunión informativa tutor/a y alumno/a sobre el apartado macro-energético.	
	6,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
	6,000 h		Ingeniero/a en Tecnologías Industriales.	75,000 €
			3,000 % Costes indirectos	630,000 €
			Precio total por h	648,90 €
2.2 Búsqueda de la información de balances energéticos e indicadores históricos.				
2.2.1	02.02.	h	Búsqueda de la información de balances energéticos e indicadores históricos de la R.D. del Congo.	
	20,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
			3,000 % Costes indirectos	600,000 €
			Precio total por h	618,00 €
2.3 Cálculo y mediciones de los balances energéticos e indicadores históricos.				
2.3.1	02.03.	h	Cálculo y mediciones de los balances energéticos e indicadores históricos.	
	25,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
			3,000 % Costes indirectos	750,000 €
			Precio total por h	772,50 €
2.4 Implementación de un escenario sostenible.				
2.4.1	02.04.	h	Implementación de un escenario sostenible.	
	25,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
			3,000 % Costes indirectos	750,000 €
			Precio total por h	772,50 €
2.5 Redacción y elaboración del apartado macro-energético en el documento.				
2.5.1	02.05.	h	Redacción y elaboración del apartado macro-energético en el documento.	
	30,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
			3,000 % Costes indirectos	900,000 €
			Precio total por h	927,00 €
2.6 Reunión de revisión y verificación por parte de tutor/a y alumno/a.				
2.6.1	02.06.	h	Reunión de revisión y verificación por parte de tutor/a y alumno/a.	
	6,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
	6,000 h		Ingeniero/a en Tecnologías Industriales.	75,000 €
			3,000 % Costes indirectos	630,000 €
			Precio total por h	648,90 €

Proyecto: Estudio del dimensionamiento de un sistema renovable híbrido para abastecer las nec...
Promotor:
Situación:

V Presupuesto: Anejo de justificación de precios

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
3 Análisis micro-energético				
3.1 Reunión previa al apartado micro-energético por tutor/a y alumno/a.				
3.1.1	03.01.	h	Reunión previa al apartado micro-energético por tutor/a y alumno/a.	
	6,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
	6,000 h		Ingeniero/a en Tecnologías Industriales.	75,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	630,000 €
			Precio total por h	648,90 €
3.2 Análisis y estimación de la demanda diaria.				
3.2.1	03.02.	h	Análisis y estimación de la demanda diaria.	
	10,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
	2,000 h		Ingeniero/a en Tecnologías Industriales.	75,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	450,000 €
			Precio total por h	463,50 €
3.3 Investigación de los recursos locales de la zona de Lububu.				
3.3.1	03.03.	h	Investigación de los recursos locales de la zona de Lububu.	
	15,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	450,000 €
			Precio total por h	463,50 €
3.4 Viabilidad de las tecnologías disponibles.				
3.4.1	03.04.	h	Viabilidad de las tecnologías disponibles.	
	15,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	450,000 €
			Precio total por h	463,50 €
3.5 Implementación y simulación en el software.				
3.5.1	03.05.	h	Implementación y simulación en el software.	
	25,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	750,000 €
			Precio total por h	772,50 €
3.6 Selección de la alternativa energética más óptima.				
3.6.1	03.06.	h	Selección de la alternativa energética más óptima.	
	30,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	900,000 €
			Precio total por h	927,00 €
3.7 Redacción y elaboración del apartado micro-energético.				
3.7.1	03.07.	h	Redacción y elaboración del apartado micro-energético.	
	30,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	900,000 €
			Precio total por h	927,00 €
3.9	03.08.	h	Verificación del trabajo por parte del tutor/a y alumno/a.	
	9,000 h		Graduado/a en Ingeniería en Tecnologías Industriales.	30,000 €
	9,000 h		Ingeniero/a en Tecnologías Industriales.	75,000 €
		3,000 %	Costes indirectos	945,000 €
			Precio total por h	973,35 €

V - Presupuesto

Estudio del dimensionamiento de un sistema renovable híbrido para abastecer las necesidades eléctricas de la zona de Lububu, en la República Democrática del Congo

Proyecto: Estudio del dimensionamiento de un sistema renovable híbrido para abastecer las nec...
Promotor:
Situación:

V Presupuesto

Capítulo N° 1 Introducción a las zonas aisladas

N°	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.1.- Reunión tutor/a y alumno/a sobre la introducción al TFG.					
1.1.1	H	Reunión tutora y alumno sobre la introducción al TFG.			
			Total h :	1,000	648,90
					648,90
			Total subcapítulo 1.1.- Reunión tutor/a y alumno/a sobre la introducción al TFG.:		648,90
1.2.- Planificación de la realización del trabajo.					
1.2.1	H	Planificación de la realización del trabajo.			
			Total h :	1,000	772,50
					772,50
			Total subcapítulo 1.2.- Planificación de la realización del trabajo.:		772,50
1.4	H	Búsqueda de información sobre zonas aisladas.			
			Total h :	1,000	772,50
					772,50
			Parcial N° 1 Introducción a las zonas aisladas :		2.193,90

Proyecto: Estudio del dimensionamiento de un sistema renovable híbrido para abastecer las nec...
 Promotor:
 Situación:

V Presupuesto

Capítulo N° 2 Análisis macro-energético

N°	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
2.1.- Reunión informativa tutor/a y alumno/a sobre el apartado macro-energético.					
2.1.1	H	Reunión informativa tutor/a y alumno/a sobre el apartado macro-energético.			
		Total h :	1,000	648,90	648,90
Total subcapítulo 2.1.- Reunión informativa tutor/a y alumno/a sobre el apartado macro-...					648,90
2.2.- Búsqueda de la información de balances energéticos e indicadores históricos.					
2.2.1	H	Búsqueda de la información de balances energéticos e indicadores históricos de la R.D. del Congo.			
		Total h :	1,000	618,00	618,00
Total subcapítulo 2.2.- Búsqueda de la información de balances energéticos e indicador...					618,00
2.3.- Cálculo y mediciones de los balances energéticos e indicadores históricos.					
2.3.1	H	Cálculo y mediciones de los balances energéticos e indicadores históricos.			
		Total h :	1,000	772,50	772,50
Total subcapítulo 2.3.- Cálculo y mediciones de los balances energéticos e indicadores ...					772,50
2.4.- Implementación de un escenario sostenible.					
2.4.1	H	Implementación de un escenario sostenible.			
		Total h :	1,000	772,50	772,50
Total subcapítulo 2.4.- Implementación de un escenario sostenible.:					772,50
2.5.- Redacción y elaboración del apartado macro-energético en el documento.					
2.5.1	H	Redacción y elaboración del apartado macro-energético en el documento.			
		Total h :	1,000	927,00	927,00
Total subcapítulo 2.5.- Redacción y elaboración del apartado macro-energético en el d...					927,00
2.6.- Reunión de revisión y verificación por parte de tutor/a y alumno/a.					
2.6.1	H	Reunión de revisión y verificación por parte de tutor/a y alumno/a.			
		Total h :	1,000	648,90	648,90
Total subcapítulo 2.6.- Reunión de revisión y verificación por parte de tutor/a y alumno/a.:					648,90
Parcial N° 2 Análisis macro-energético :					4.387,80

Capítulo N° 3 Análisis micro-energético

N°	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
3.1.- Reunión previa al apartado micro-energético por tutor/a y alumno/a.					
3.1.1	H	Reunión previa al apartado micro-energético por tutor/a y alumno/a.			
		Total h :	1,000	648,90	648,90
Total subcapítulo 3.1.- Reunión previa al apartado micro-energético por tutor/a y alumno...					648,90
3.2.- Análisis y estimación de la demanda diaria.					
3.2.1	H	Análisis y estimación de la demanda diaria.			
		Total h :	1,000	463,50	463,50
Total subcapítulo 3.2.- Análisis y estimación de la demanda diaria.:					463,50
3.3.- Investigación de los recursos locales de la zona de Lububu.					
3.3.1	H	Investigación de los recursos locales de la zona de Lububu.			
		Total h :	1,000	463,50	463,50
Total subcapítulo 3.3.- Investigación de los recursos locales de la zona de Lububu.:					463,50
3.4.- Viabilidad de las tecnologías disponibles.					
3.4.1	H	Viabilidad de las tecnologías disponibles.			
		Total h :	1,000	463,50	463,50
Total subcapítulo 3.4.- Viabilidad de las tecnologías disponibles.:					463,50
3.5.- Implementación y simulación en el software.					
3.5.1	H	Implementación y simulación en el software.			
		Total h :	1,000	772,50	772,50
Total subcapítulo 3.5.- Implementación y simulación en el software.:					772,50
3.6.- Selección de la alternativa energética más óptima.					
3.6.1	H	Selección de la alternativa energética más óptima.			
		Total h :	1,000	927,00	927,00
Total subcapítulo 3.6.- Selección de la alternativa energética más óptima.:					927,00
3.7.- Redacción y elaboración del apartado micro-energético.					
3.7.1	H	Redacción y elaboración del apartado micro-energético.			
		Total h :	1,000	927,00	927,00
Total subcapítulo 3.7.- Redacción y elaboración del apartado micro-energético.:					927,00
3.9	H	Verificación del trabajo por parte del tutor/a y alumno/a.			
		Total h :	1,000	973,35	973,35
Parcial N° 3 Análisis micro-energético :					5.639,25

Proyecto: Estudio del dimensionamiento de un sistema renovable híbrido para abastecer las nec...
Promotor:
Situación:

V Presupuesto

Presupuesto de ejecución material

1 Introducción a las zonas aisladas	2.193,90
1.1.- Reunión tutor/a y alumno/a sobre la introducción al TFG.	648,90
1.2.- Planificación de la realización del trabajo.	772,50
2 Análisis macro-energético	4.387,80
2.1.- Reunión informativa tutor/a y alumno/a sobre el apartado macro-energ...	648,90
2.2.- Búsqueda de la información de balances energéticos e indicadores hist...	618,00
2.3.- Cálculo y mediciones de los balances energéticos e indicadores históric...	772,50
2.4.- Implementación de un escenario sostenible.	772,50
2.5.- Redacción y elaboración del apartado macro-energético en el docum...	927,00
2.6.- Reunión de revisión y verificación por parte de tutor/a y alumno/a.	648,90
3 Análisis micro-energético	5.639,25
3.1.- Reunión previa al apartado micro-energético por tutor/a y alumno/a.	648,90
3.2.- Análisis y estimación de la demanda diaria.	463,50
3.3.- Investigación de los recursos locales de la zona de Lububu.	463,50
3.4.- Viabilidad de las tecnologías disponibles.	463,50
3.5.- Implementación y simulación en el software.	772,50
3.6.- Selección de la alternativa energética más óptima.	927,00
3.7.- Redacción y elaboración del apartado micro-energético.	927,00
Total	12.220,95

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de DOCE MIL DOSCIENTOS VEINTE EUROS CON NOVENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL 12.220,95 €

.....
Gastos Generales (13%) 1.588,72 €
Beneficio Industrial (6%) 733,26 €

.....
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA 14.542,93 €

.....
I.V.A (21%) 3.054,01 €

.....
PRESUPUESTO EN BASE DE LICITACIÓN 17.596,95 €
.....

Asciende el presupuesto proyectado, a la expresada cantidad de:

DIECISIETE MIL QUINIENTOS NOVENTA Y SEIS EUROS CON NOVENTA Y CINCO CÉNTIMOS

1 de Septiembre de
2018

ANEXO 1

EL NEGOCIO DE LAS

PRESAS INGA

República Democrática del Congo: represas INGA para el gran negocio

Publicado el 30 Mar, 2011. Incluido en Boletín 164

A lo largo del río Congo, en la República Democrática del Congo, el proyecto hidroeléctrico Inga ha establecido una serie de represas hidroeléctricas, dos de ellas ya construidas – Inga I e Inga II – y dos más en etapa de construcción – Inga 3 y Gran Inga (ver Boletín del WRM 138, 77).

Inga 3 es ejecutada por el consorcio Westcor; la obra desvía el río a través de un sistema de túneles con turbinas para producir 3.500 MW de electricidad, con un costo total de hasta 8 mil millones de dólares. La represa Gran Inga, que incluye la represa Inga 3, es un proyecto de 80 mil millones de dólares del Banco Mundial y el más grande del mundo en materia de energía hidroeléctrica. Gran Inga podría producir hasta 39.000 MW de electricidad, más del doble de la generación de energía de la represa Tres Gargantas en China, y más de un tercio del total de la electricidad que actualmente se produce en toda África.

A pesar de un suministro tan masivo de energía, no existe un plan para brindar electricidad a los hogares congoleños, en un país donde se estima que 62 millones de personas – el 94% de la población – no tienen acceso a la electricidad y los cortes diarios de energía afectan a aquellos pocos que están conectados a una red eléctrica en estado calamitoso.

Inga 3 ha sido diseñada para producir electricidad para su exportación a las industrias y los consumidores urbanos de Sudáfrica y otros países vecinos, y para atraer al país a industrias cuya producción se basa en un uso intensivo de energía.

En cuanto a la represa Gran Inga, la organización International Rivers Network (IRN) informa que “el gigante minero BHP Billiton trató de arrebatar el control sobre el proyecto, ofreciéndole al gobierno de la RDC un arreglo más tentador. Billiton utilizaría la energía de Inga 3 para alimentar una fundición que producirá 800.000 toneladas de aluminio al año” y consumirá 2.500 MW de electricidad, más que todo el suministro de energía actual de la República Democrática del Congo.

Esto confirma los temores de que serían las empresas extranjeras quienes obtendrán grandes beneficios económicos del mega-proyecto de Inga, y no la gran mayoría del pueblo congoleño.

Recientemente, 14 organizaciones africanas e internacionales enviaron una carta al presidente de BHP Billiton, exhortando a la empresa a imponer una moratoria sobre el proyecto hasta que el gobierno congoleño cumpla primero su compromiso de dar electricidad a sus ciudadanos.

Las represas Gran Inga e Inga 3 son una amenaza para muchas personas a quienes su construcción les hará perder sus tierras y medios de subsistencia. El Valle de Bundi quedaría bajo agua, mientras que los caminos abiertos para hacer el tendido de líneas de transmisión eléctrica implicarán la deforestación de franjas de la selva tropical más grande del mundo, que desempeña un papel crucial en el ecosistema global y el equilibrio climático. El río Congo, el segundo más rico del mundo en diversidad de peces, se verá afectado por la construcción de represas y turbinas que provocan la pérdida de poblaciones de peces y la destrucción de ecosistemas fluviales.

Como si esto fuera poco, el proyecto Gran Inga se vende como energía “limpia y respetuosa del medio ambiente”, que puede compensar las emisiones de carbono producidas en otras partes del mundo “mediante la generación de energía hidroeléctrica ‘de pasada’, en lugar de represar un río”. Con esa credencial hasta puede ser que consiga el apoyo del MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio)

De hecho, los proyectos de represas a gran escala no están pensados para resolver las necesidades de las personas y menos aún del ambiente. Están diseñados para satisfacer las necesidades de las grandes empresas y de la gran industria que produce de manera insustentable para mercados insustentables.

Artículo basado en información obtenida de: “Africa action at the United States Social Forum”, <http://www.africaaction.org/1/category/d2d/1.html>; Grand Inga Dam, DR Congo, International Rivers Network, <http://www.internationalrivers.org/es/africa/grand-inga-dam>; Information on the Inga Projects, World Energy Council, http://www.worldenergy.org/documents/annex_3__information_on_inga_projects.pdf

Fuente: <https://wrm.org.uy/es/articulos-del-boletin-wrm/seccion1/republica-democratica-del-congo-represas-inga-para-el-gran-negocio/>

ANEXO 2

FICHAS TÉCNICAS

- **Listado de las Fichas Técnicas de las Tecnologías empleadas:**

1. **Turbina hidráulica “GK-NYM”.**
2. **Generador eléctrico diésel “Kipor KDE19STA3 15 kW”.**
3. **Aerogenerador “ENAIR 1.5 con regulador red + Inversor SMA 3,6 KW”.**
4. **Batería “Surrette 4KS25P Battery”.**
5. **Placa solar fotovoltaica “Techno Sun”.**
6. **Convertidor/ Inversor “Inversor Industronic 1 kW-32 kW”.**

Turbina hidráulica "GK-NYM"

Descripción general

Detalles rápidos

Lugar del origen: Hunan, China (Mainland)	Marca: GK	Número de Mo... GK-NYM
Tipo: Hidroelectricidad generador	Aplicación: Generación de electricidad	Área de aplicac... Zona Rural
Tamaño: Pequeño o micro tamaño	Fluido: Agua	Tipo de instala... Horizontal
Material: Hierro fundido	Estructura: Turbina Francis	Color: Según el requisito

SupplyAbility

SupplyAbility: 1000 Set/Sets per Year

Principales parámetros de rendimiento

Tipo: Francis turbina y generador conjunto

Modelo: NYM

Salida: 0.6kw-100kw

Cabeza: 3-40 m

Flujo: 0.05 m³/s-2.0 m³/s

Voltaje: 220 V/380 V o personalizar según los requisitos del cliente

Frecuencia: 50Hz/60Hz

Medio: agua limpia o líquido similar al agua

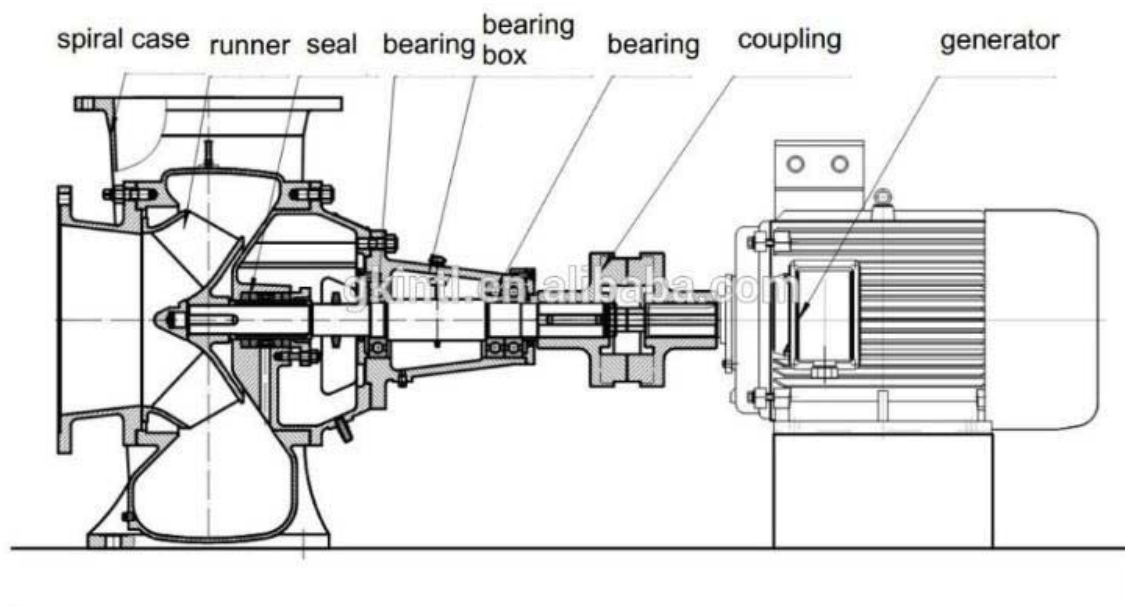
Temperatura: no más de 50Grados

Estructura

Francis generador de turbina y generador está compuesto por turbina y generador conectado a través del acoplamiento. La turbina consiste en espiral, corredor, eje principal, sello, marco de suspensión, rodamiento, y etc.

El generador se divide en generador magnético permanente y generador de excitación.

Dibujo estructura





KDE19STA3
Generador Insonorizado
Trifásico Diesel
 Ultra Silent Diesel Generator
 Set Three-phase

cód. 1010 11079

- Fácil acceso a puntos de chequeo y mantención
- Completo Panel Digital
- Gabinete Silencioso
- Refrigerado por agua, Potencia Nominal 16,3 kVA



Unidad Motriz	Modelo Tipo motor Distribución Refrigeración Capacidad refrigerante Diámetro x Carrera Relación de compresión Cilindrada Aspiración Velocidad de giro Potencia Nominal Encendido Partida Batería	KM376AG 3 cilindros en línea, 4 tiempos, inyección indirecta OHC Por agua 6L 76 x 77mm 21,5:1 1.048cc Natural 3.000r/min 15,3kW / 3.000r/min Por compresión Eléctrica 12V 12V - 65Ah
Combustible	Tipo Capacidad tanque combustible Autonomía Indicador de nivel de combustible	Petroleo Diesel 38L > 7h Sí
Aceite	Tipo Alarma de aceite Capacidad carter	Aceite para motores diesel 4T, 15W-40 Sí 4,8L
Unidad Generadora	Voltaje Frecuencia Corriente Nominal Potencia Nominal Potencia Máxima Excitación Fases Grado de aislación N° de polos Factor de potencia (cos phi) Regulación de voltaje Conexión Bornera	400V / 230V 50Hz 23,5A 16,3kVA / 13kW 18,8kVA / 15kW Autoexcitado con carbones Trifásico, conexión en "Y" F 2 0,8 (retraso) AVR 2 x enchufe hembra 250 V NEMA L6-30R Sí

**KIPOR**

DIVISIÓN FUERZA Y GENERACIÓN

FICHA TÉCNICA . VERSIÓN 01 . FC . ABRIL 2013

Panel de Control	Voltímetro	Sí
	Amperímetro	Sí
	Frecuenciómetro	Sí
	Horómetro	Sí
	Protector AC	Sí
	Protector DC	Sí
	Luz indicadora Piloto	-
Salida DC	Voltaje	-
	Corriente	-
Gabinete	Estructura	Tipo Ultra Silencioso
	Nivel de ruido	72dB(A) / 7m
	Chasis	Perfiles Acero
Accesorios	Enchufe macho	2 x 250V NEMA L6-30P
	Cable para cargar baterías	-
	Manual de usuario	Sí
	Juego herramientas básicas	-
	Ruedas	4
Dimensiones	Equipo (Largo x Ancho x Alto)	154 x 70 x 81cm
Peso	Vacío	442Kg
	Con aceite y tanque lleno	490Kg
Diseño	Color	Amarillo / Negro
	Transporte	Gancho de levante, manillas de transporte y ruedas
	Procedencia	China

Visita nuestra página web y conoce más acerca de nuestros productos.

Diagonal Oriente 1374, Providencia, Santiago, Chile

Teléfono: (+56 2) 2570 9984 | www.gscom.cl



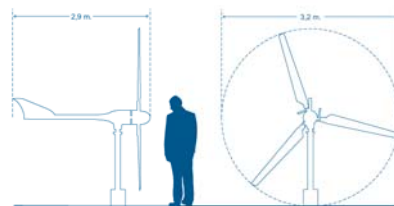
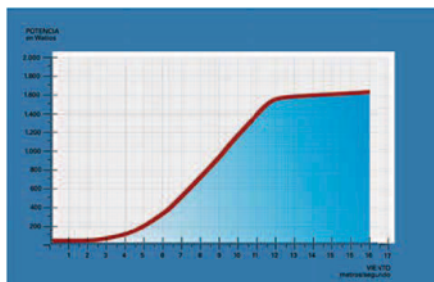
DATOS TÉCNICOS

Voltaje:	24, 48, 220, 380
Aplicaciones:	Conexiones Aisladas a Baterías Conexión a la red eléctrica
Viento para arrancar:	2,5 m/s
Velocidad nominal:	12 m/s
Velocidad regulación del paso variable:	14 m/s
Tipo:	Rotor horizontal a barlovento
Orientación:	Sistema pasivo Timón de Orientación
Control de potencia:	Sistema de paso variable pasivo, centrífugo y amortiguado
Transmisión:	Directa
Freno:	Eléctrico
Controlador:	Opción de conexión a red y carga de baterías
Inversor:	Eficiencia 95%; algoritmo MPPT
Ruido:	Reducido al mínimo debido al diseño de las palas y las bajas revoluciones de trabajo. 1% más en DB que el ruido ambiente del viento.
Protección anti-corrosión:	Diseño totalmente sellado, con cataforesis en elementos de metal, más pintura resistente a UV
Torre:	12, 15 y 18 m, abatible, atrantada o de celosía

La principal ventaja de ENAIR es que nunca deja de producir, su reorientación es suave y no es necesario que actúe un freno para detenerlo.

Máxima Velocidad de viento **soportada** con funcionamiento optimo > **165 km/h**

ENAIR 1.5 1500 W



MODELO
Enair 1.5

PESO
130 kg

LARGO
2,9 m

DIÁMETRO
3,2 m

NÚMERO DE HÉLICES 3

MATERIAL DE LAS HÉLICES Fibra de vidrio con resina e-poxi

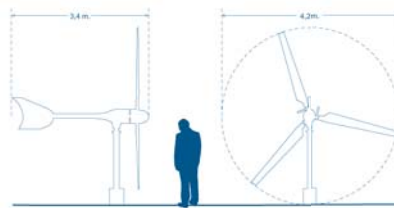
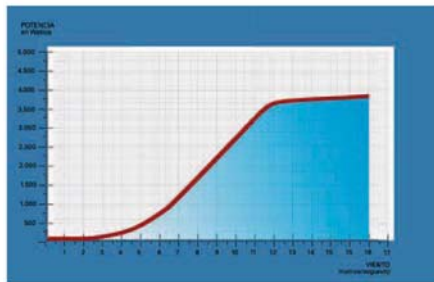
POTENCIA NOMINAL 1.500 W

POTENCIA REAL 2.500 W

A una velocidad de viento de 10 - 13 m/s, obtenemos potencia nominal del Aerogenerador, entrando en oscilación del paso variable a los 14 m/s.

En entornos con una viento medio de unos 5 - 7 m/s el aerogenerador Enair 1.5 puede obtener unos 8 - 14 Kw día, lo que viene a ser unos 600W/hora .

ENAIR 3.5 3500 W



MODELO
Enair 3.5

PESO
160 kg

LARGO
3,4 m

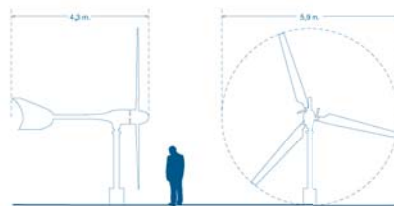
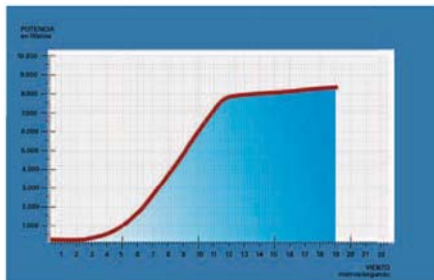
DIÁMETRO
4,2 m

NÚMERO DE HÉLICES 3
MATERIAL DE LAS HÉLICES Fibra de vidrio con resina e-poxi
POTENCIA NOMINAL 3.500 W
POTENCIA REAL 5.500 W

A una velocidad de viento de 10 - 13 m/s, obtenemos potencia nominal del Aerogenerador, entrando en oscilación del paso variable a los 14 m/s.

En entornos con una viento medio de unos 5 - 7 m/s el aerogenerador Enair 3.5 puede obtener unos 15 - 25 Kw día, lo que viene a ser unos 1.000W/hora .

ENAIR 7.5 7500 W



MODELO
Enair 7.5

PESO
350

LARGO
4,3 m

DIÁMETRO
5,9 m

NÚMERO DE HÉLICES 3
MATERIAL DE LAS HÉLICES Fibra de vidrio con resina e-poxi
POTENCIA NOMINAL 7.500 W
POTENCIA REAL 10.000 W

A una velocidad de viento de 10 - 13 m/s, obtenemos potencia nominal del Aerogenerador, entrando en oscilación del paso variable a los 14 m/s.

En entornos con una viento medio de unos 5 - 7 m/s el aerogenerador Enair 7.5 puede obtener unos 40 - 60 Kw día, lo que viene a ser unos 2.500W/hora .

Rolls

FLOODED DEEP CYCLE BATTERIES

4 KS 25P

4 VOLTS



CONTAINER: (INNER)	Polypropylene
COVER: (INNER)	Polypropylene - heat sealed to inner container
CONTAINER: (OUTER)	High Density Polyethylene
COVER: (OUTER)	High Density Polyethylene snap fit to outer container
TERMINALS:	Flag with stainless steel nuts & bolts
HANDLES:	Molded

WEIGHT DRY:	100 kg	220 Lbs.
WEIGHT WET:	143 kg	315 Lbs.
LENGTH:	400 mm	15 3/4 Inches
WIDTH:	270 mm	10 5/8 Inches
HEIGHT:	629 mm	24 3/4 Inches

PLATE HEIGHT:	432 mm	17.000 Inches
PLATE WIDTH:	143 mm	5.625 Inches
THICKNESS (POSITIVE):	6.99 mm	0.275 Inches
THICKNESS (NEGATIVE):	4.57 mm	0.180 Inches
POSITIVE PLATE DOUBLE WRAPPED WITH SLYVER		
ENVELOPED WITH HEAVY DUTY SEPARATOR		



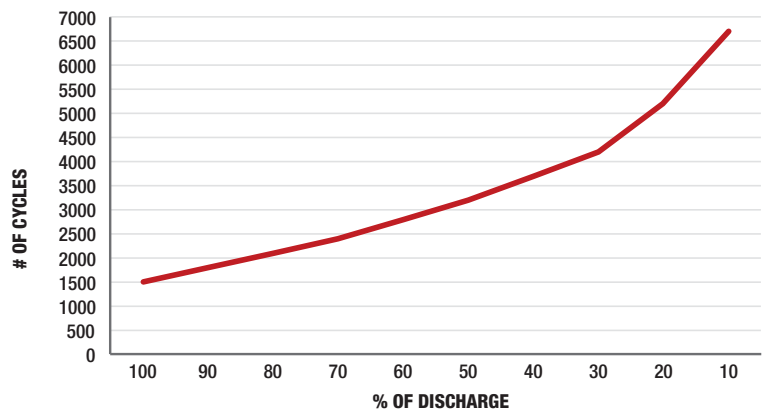
CELLS:	25 Plates/Cell	2 Cell
SEPARATOR THICKNESS:	3 mm	0.105 Inches
GLASS MAT INSULATION:	1 mm	0.020 Inches
ELECTROLYTE RESERVE: ABOVE PLATES	95 mm	3.75 Inches

COLD CRANK AMPS (CCA):	0°F / -17.8°C	3714
MARINE CRANK AMPS (MCA):	32°F / 0°C	4643
RESERVE CAPACITY (RC @ 25A):		4290 Minutes

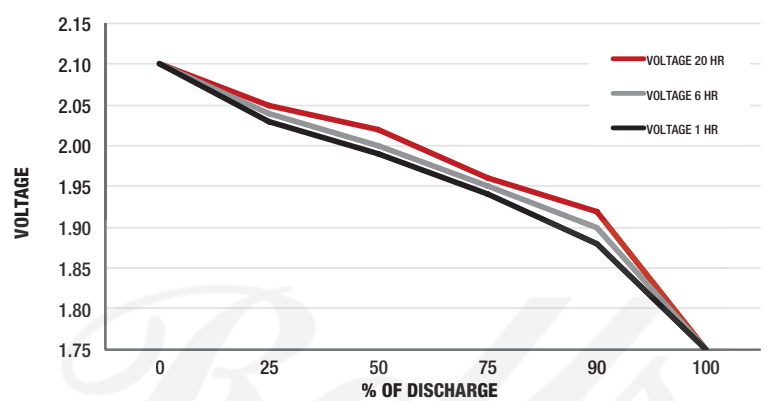
CAPACITY **1350 AH**

HOUR RATE:	SPECIFIC GRAVITY	CAPACITY / AMP HOUR	CURRENT / AMPS
@ 100 HOUR RATE	1.280	1904	19.04
@ 72 HOUR RATE	1.280	1796	24.94
@ 50 HOUR RATE	1.280	1661	33.21
@ 24 HOUR RATE	1.280	1404	58.50
@ 20 HOUR RATE	1.280	1350	67.50
@ 15 HOUR RATE	1.280	1256	83.70
@ 12 HOUR RATE	1.280	1175	97.88
@ 10 HOUR RATE	1.280	1121	112.05
@ 8 HOUR RATE	1.280	1053	131.63
@ 6 HOUR RATE	1.280	959	159.75
@ 5 HOUR RATE	1.280	905	180.90
@ 4 HOUR RATE	1.280	837	209.25
@ 3 HOUR RATE	1.280	756	252.00
@ 2 HOUR RATE	1.280	648	324.00
@ 1 HOUR RATE	1.280	459	459.00

CYCLE LIFE VS. DEPTH OF DISCHARGE



VOLTAGE VS. DEPTH OF DISCHARGE



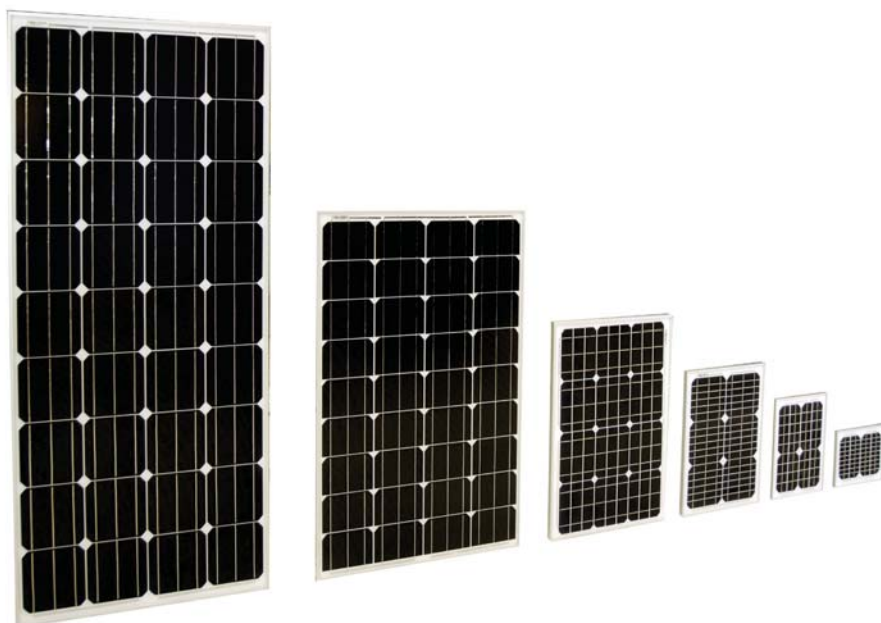
Amper Hour capacity ratings based on specific gravities of 1.280. Reduce capacities 5% for 1.265 specific gravity and 10% for specific gravities of 1.250

WWW.ROLLSBATTERY.COM

SURRETTE BATTERY COMPANY 1 STATION RD SPRINGHILL, NS CANADA B0M 1X0

SPEC 01

1/1/2014 REV. 1



Módulos FV monocristalinos Techno Sun de alto rendimiento

Descripción

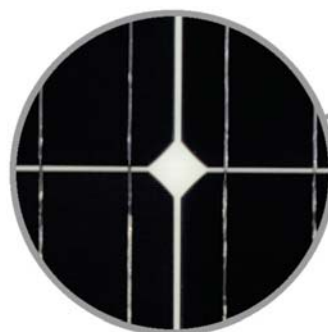
La gama de paneles solares de tecnología monocristalina de Techno Sun cuenta con una alta eficiencia de hasta el 17,96% de célula* y 15,92% del módulo*, tolerancia del $\pm 3\%$ y alta calidad de fabricación para proporcionar el mejor rendimiento.

Características destacadas

- » Células solares de alta eficiencia con transmisión y cristal texturizado .
- » Diodo de bypass para minimizar las pérdidas por sombras.
- » Vidrio templado con encapsulado EVA y película de protección frente al medio ambiente, con marco de aluminio.
- » Cumple las certificaciones internacionales (CE, TÜV NORD, ISO) y está incluido en el programa PV Cycle.

Aplicaciones

Sistemas de energía solar fotovoltaica para aplicaciones residenciales, comerciales o industriales aisladas de la red, de energía de respaldo o conectadas a red. .



* Valores de referencia del modelo de 150W, consultar tabla de valores para cada modelo.

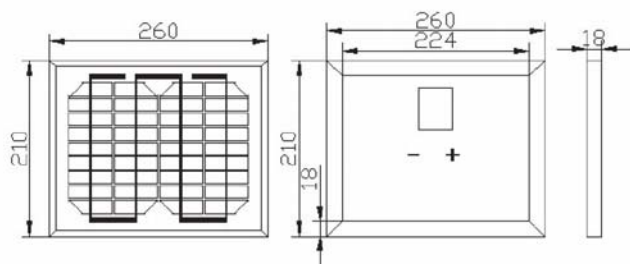


Datos eléctricos						
Potencia máxima (W)	5	10	20	40	100	150
Tensión de potencia óptima (Vmp)	18,57	18,57	17,82	17,69	18,78	18,99
Corriente operativa óptima (Imp)	0,27	0,54	1,12	2,26	5,32	7,90
Tensión de circuito abierto (Voc)	22,64	22,64	22,54	22,54	22,64	22,42
Corriente de cortocircuito (Isc)	0,29	0,58	1,20	2,42	5,70	8,45
Eficiencia de célula (%)	17,96	17,96	16,76	16,56	17,88	17,96
Eficiencia de módulo (%)	9,16	10,83	11,45	12,74	14,90	15,12
Tolerancia (%)	±3%	±3%	±3%	±3%	±3%	±3%
NOCT	47°C +/-2°C	47°C +/-2°C	47°C +/-2°C	47°C +/-2°C	47°C +/-2°C	47°C +/-2°C

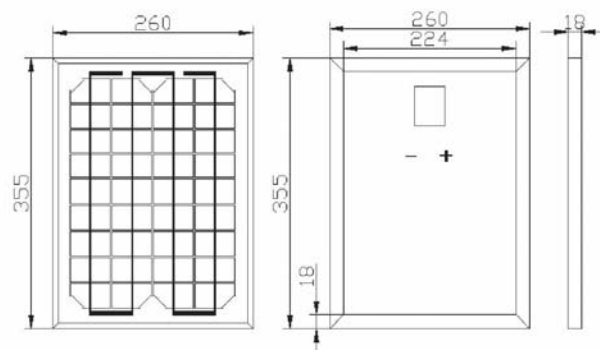
Coef. de temperatura						
Coef. de temperatura Isc (%)/°C	+0.04	+0.04	+0.04	+0.04	+0.04	+0.04
Coef. de temperatura Voc (%)/°C	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38
Coef. de temperatura Pm (%)/°C	-0.47	-0.47	-0.47	-0.47	-0.47	-0.47
Coef. de temperatura Im (%)/°C	+0.04	+0.04	+0.04	+0.04	+0.04	+0.04
Coef. de temperatura Vm (%)/°C	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38	-0.38

Datos mecánicos						
Célula	52*15,3 (16,8)	52*30,6 (32,1)	156*21,9 (23,5)	156*44,3 (45,7)	156*104	156*156
Tecnología de célula	Monocristalina	Monocristalina	Monocristalina	Monocristalina	Monocristalina	Monocristalina
Número de células (pcs)	4*9	4*9	2*18	4*9	4*9	4*9
Tamaño del módulo (mm)	260*210*18	260*355*18	485*360*28	470*668*35	1005*668*35	1485*668*35
Grosor del cristal (mm)	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Máx. carga de superficie	2400-5400Pa	2400-5400Pa	2400-5400Pa	2400-5400Pa	2400-5400Pa	2400-5400Pa
Resistencia al granizo	23m/s ,7.53g	23m/s ,7.53g	23m/s ,7.53g	23m/s ,7.53g	23m/s ,7.53g	23m/s ,7.53g
Peso de la unidad (Kg)	0,7	1,2	2,3	3,8	8	11,6
Corriente máxima del fusible (A)	-	-	-	10	10	10
Marco	18#	18#	28#	28#	35#	35#
Tipo de conector	MC4	MC4	MC4	MC4	MC4	MC4
Parte posterior	TPT	TPT	TPT	TPT	TPT	TPT
Rango de temperatura	-40°C / +85°C	-40°C / +85°C	-40°C / +85°C	-40°C / +85°C	-40°C / +85°C	-40°C / +85°C
FF (%)	70-76%	70-76%	70-76%	70-76%	70-76%	70-76%
Standard Test Conditions	AM1.5 1000W/m ² 25°C					

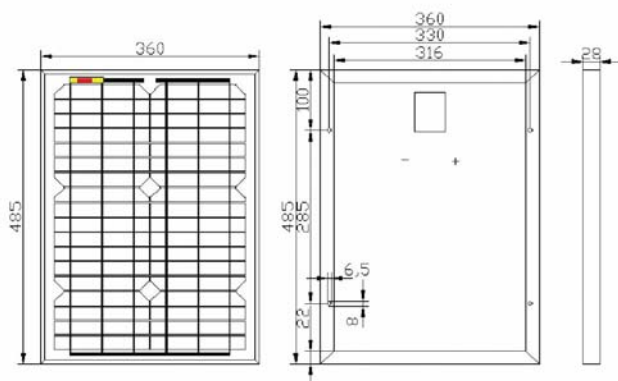
Panel solar 5W



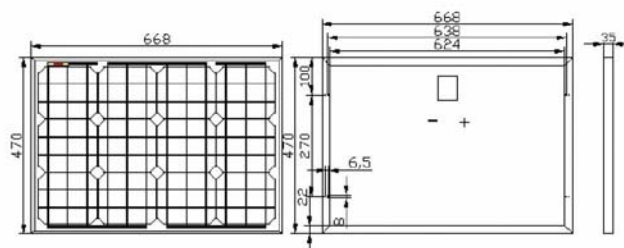
Panel solar 10W



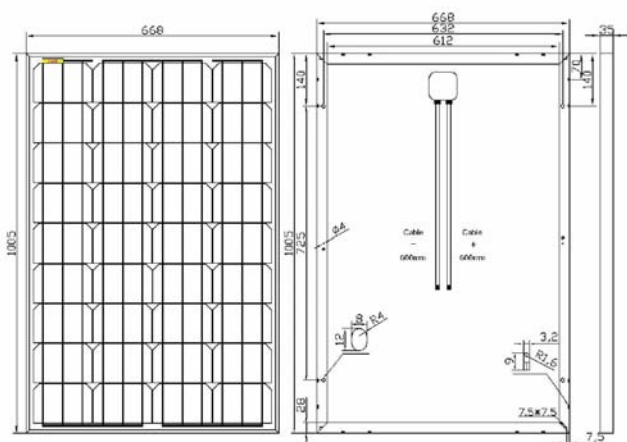
Panel solar 20W



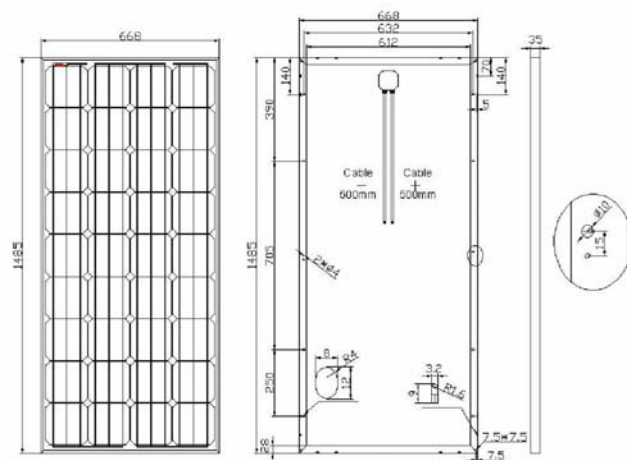
Panel solar 40W



Panel solar 100W



Panel solar 150W





POWERED BY **II INDUSTRIONIC**

PRESENTAMOS

INVERSOR **INDUSTRONIC**

1 kW - 32 kW

El Inversor Industronic fabricado nacionalmente, es la solución ideal para su sistema solar de pequeña y media escala **ON-GRID**.

De **1 a 3 MPPT** para mejorar hasta **30% su eficiencia**.

Por sus características de **alta eficiencia, confiabilidad, diseño compacto y fácil instalación, es la solución óptima** para la Generación y Distribución



CARACTERÍSTICAS

- Ingeniería sin transformador, más compacto
- Mas de 25 años de vida útil
- 5 años de garantía Industronic
- Hasta 3 MPPT para mejorar hasta 30% de su eficiencia contra sombras
- Eficiencia MPPT mayor al 99.9%
- Eficiencia del inversor hasta 98.3%



DISPLAY LCD

El display LCD muestra un menú de control fácil de operar con alertas para el manejo, configuración, control y diagnóstico del inversor. El estado operativo como Stand-by, Normal, Falla, etc. se muestra en pantalla.



OPERACIÓN EN PARALELO

El Inversor Industronic puede operar en hasta 50 sistemas en paralelo con una simple conexión vía puerto tipo RS485.



SOFTWARE DE MONITOREO

Con nuestro Software de Monitoreo integrado Wifi, podrá verificar todas las operaciones y datos al instante del inversor en la web o aplicación móvil.



USO

El inversor Industronic, de tipo On Grid convierte la corriente directa desde sus paneles solares a corriente alterna para uso residencial y comercial.

Ideal para ahorro, seguridad de continuidad operativa, reducción de emisión de carbono e independencia de servicios energéticos públicos



PROTECCIÓN NEMA 4 / 4X / IP65

Con la mayor protección al polvo y al agua, los inversores Industronic son para uso en interiores y exteriores.



MODELO	IND-1.5SS	IND-2.0SS	IND-3.0SS	IND-4.2DS	IND-5.0DS	IND-12DS	IND-32TS
ENTRADA DC							
Potencia de Entrada Nominal (W)	1,650	2,200	3,100	4,200	5,100	12,000	32,000
Potencia máxima de Entrada ($\pm 10\sim 20\%$) (W)	1,800	2,400	3,300	4,600	5,500	13,000	35,000
Voltaje Máxima DC	500Vcd		600Vcd		1,000Vcd		
Rango de Voltaje Máximo MPPT	150-450Vcd		150-500Vcd		250-950Vcd		
# MPPTTracker	1		2		2		3
# de Series	1	2		2		2	2
# de Conexiones de Entrada/Corriente Máxima para cada Conexión	1/9A	1/11A	1/17A	2/13A	2/15A	2/21A	3/26A
SALIDA AC							
Potencia Nominal de Corriente Alterna (AC)	1,500W	2,000W	3,000W	4,200W	5,000W	12,000W	32,000W
Potencia de Salida Nominal Máxima (AC)	1,650W	2,200W	3,100W	4,300W	5,100W	12,500W	33,000W
Voltaje de Salida Normal (AC)	230Vac				220Vac		
Ventana de Voltaje AC	184V~264V				220V $\pm 20\%$		
Fases/Hilos	2 Fase / 3 Hilos (LLT)				3 Fases + N + Tierra		
Rango de Frecuencia de Salida	50 ó 60Hz ± 5 Hz						
Corriente de Salida Máxima (A)	9A	11A	15A	21A	24A	32A	90A
Corriente de Salida (A)	6.5A	8.7A	13A	18.3A	21.7A	30A	82A
EFICIENCIA							
Eficiencia Máxima	>96.0%		>97.5%		>98.0%		>98.3%
Eficiencia Euro	>95.0%		>96.8%		>97.7%		>98.0%
Eficiencia MPPT	>99.9%						
Consumo (Stand-by/Nocturno)	<0.2W						
AMBIENTE							
Protección Ambiental	IP65 / NEMA 4 / 4X						
Temperatura de Operación	-20°C~+60°C						
Humedad Relativa	<95% RH Maximo, Libre de Condensación						
Altitud	<2400m al 99.9%						
Nivel de Ruido	<25dB		<40dB		<60dB		
Interfase de Comunicación	RS485 Estándar, Externa con WiFi						
Enfriamiento	Natural				Natural		Abanico
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS							
Montaje	Pared (Kit de instalación incluido)						
Dimensión (AnchoxAlturaxProfundidad) mm	340x540x160	340x580x161	315x637x180	550x700x250	636x958x260		
Peso (Kg)	14.3	17	25.8	40	70		
CONFORMIDAD DE SEGURIDAD							
Aseguramiento de Calidad	Certificación ISO9001						
Estándar EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-2, EN6100-6-3, EN6100-6-4, EN55022, EN61000-3-2, EN61000-3-12, EN61000-3-3, EN61000-3-11						
Seguridad	VDE0126-1-1, EN50178, EC62109, ENEL Guideline 2011 ,AS3100/4777...etc						



SISTEMA DE MONITOREO EN TIEMPO REAL

- WEB
- MOBILE