



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**ANÁLISIS ALTERNATIVAS PARA EL
SUMINISTRO ELÉCTRICO BASADO EN
RENOVABLES EN BUKAFU-KASAMBULE
(REPÚBLICA DEMOCRÁTICA DEL CONGO).**

AUTOR: ÁNGEL MARTÍNEZ PALOMARES

TUTORA: ELISA PEÑALVO LÓPEZ

Curso Académico: 2019-20

AGRADECIMIENTOS

Aprovecho la ocasión para agradecer a mis padres todo el apoyo incondicional que me han dado durante el grado, en los buenos y en los malos momentos, y porque sin ellos no habría llegado a donde estoy ahora.

También quiero agradecer a Will, Ribes, Sofía, Andrea, Pablo y Rafa por haber estado ahí desde el principio y haberme ayudado siempre que lo he necesitado.

Aunque llegaron más tarde, Mimí, Marina y Blanca han sido un pilar fundamental en estos últimos dos años, que se han hecho muy duros y se lo he de agradecer enormemente.

Por último, dar las gracias a Elisa y Begoña por la ayuda brindada durante la realización de este trabajo, y la paciencia que han tenido conmigo, sacando tiempo para atenderme de donde no lo tenían.

Análisis alternativas para el suministro eléctrico basado en renovables en Bukafu-Kasambule (República Democrática del Congo)

RESUMEN

El Trabajo de Fin de Grado siguiente consiste en un estudio para el dimensionamiento de un sistema híbrido renovable en una localidad situada en la República Democrática del Congo. Para ello se analizará la demanda y los recursos disponibles, además de seleccionar las tecnologías que se usarán en el sistema. Para realizar el análisis se utilizará el software informático HOMER Pro.

Una vez realizado este análisis se escogerán dos configuraciones en función de una serie de parámetros técnicos y económicos a las que se les realizará un estudio de sensibilidad. Finalmente, se extraerá la alternativa óptima en función de los resultados obtenidos de este estudio.

Palabras Clave: sistema renovable híbrido, energías renovables, HOMER, demanda energética, recursos energéticos, tecnologías renovables.

ABSTRACT

The following thesis consist on a study of the sizing of a hybrid renewable system in a locality situated in the Democratic Republic of Congo. For this purpose, demand and available resources will be analyzed, also selecting the technologies that will be used in the system.

Once this analysis is done, two settings will be selected based on a series of technical and economic parameters, to which a sensitivity study will be carried out. Finally, the optimal alternative will be extracted based on the results of said analysis.

Key words: hybrid renewable system, renewable energy, HOMER, energy demand, energy resources, renewable technologies.

RESUM

El Treball de Fi de Grau següent consisteix en un estudi per al dimensionament d'un sistema híbrid renovable en una localitat situada a la República Democràtica del Congo. Per a això s'analitzarà la demanda i els recursos disponibles, a més de seleccionar les tecnologies que s'usaran en el sistema. Per a realitzar l'anàlisi s'utilitzarà el programari informàtic HOMER Pro.

Una vegada realitzat aquesta anàlisi es triaran dues configuracions en funció d'una sèrie de paràmetres tècnics i econòmics a les quals se'ls realitzarà un estudi de sensibilitat. Finalment, s'extraurà l'alternativa òptima en funció dels resultats obtinguts d'aquest estudi.

Paraules Clau: sistema renovable híbrid, energies renovables, HOMER, demanda energètica, recursos energètics, tecnologies renovables.

Análisis alternativas para el suministro eléctrico basado en renovables en Bukafu-Kasambule (República Democrática del Congo)

ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	19
1.1 Objetivo del Proyecto.....	19
1.2 Motivación	19
CAPÍTULO 2. DATOS DEMOGRÁFICOS DE LA REPUBLICA DEMOCRÁTICA DEL CONGO.....	20
2.1 Situación geográfica y socioeconómica del país	20
2.2 Contexto energético.....	21
2.3 Climatología.....	23
2.4 Potencial energético	24
2.4.1 Energía hidráulica.....	24
2.4.2 Energía eólica	25
2.4.3 Energía nuclear.....	26
2.4.4 Energía solar	26
2.4.5 Biomasa	26
2.4.6 Combustibles fósiles.....	27
2.4.7 Energía geotérmica	27
CAPÍTULO 3. TECNOLOGIAS DISPONIBLES Y FUNDAMENTOS.....	29
3.1 Placas fotovoltaicas.....	29
3.2 Aerogeneradores.....	30
3.3 Energía hidráulica.....	32
3.4 Generador diésel.....	34
3.5 Gasificador de biomasa	35
3.6 Tecnologías auxiliares	36
3.6.1 Inversor	36
3.6.2 Batería	36
3.6.3 Regulador de carga.....	36
CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA.....	38
CAPÍTULO 5. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	40
5.1 Caracterización de la demanda	40
5.2 Recursos	43
5.2.1 Recurso hidráulico.....	43
5.2.2 Recurso solar	44

5.2.3	Recurso eólico	44
5.2.4	Diésel.....	45
5.2.5	Biomasa.....	45
5.3	Tecnologías.....	46
5.3.1	Panel fotovoltaico	46
5.3.2	Turbina hidráulica.....	47
5.3.3	Generador diésel.....	47
5.3.4	Gasificador de biomasa.....	48
5.3.5	Baterías.....	49
5.3.6	Inversor	49
CAPÍTULO 6.	ANÁLISIS DEL DIMENSIONAMIENTO	50
6.1	Descripción de parámetros	50
6.2	Escenarios.....	50
6.3	Escenario 1	51
6.3.1	Configuración 1	51
6.4	Escenario 2	52
6.4.1	Configuración 2	52
6.4.2	Configuración 3	54
6.5	Escenario 3	56
6.5.1	Configuración 4	56
6.5.2	Configuración 5	60
6.6	Resumen configuraciones	65
6.7	Análisis de sensibilidad.....	66
6.7.1	Variación del precio del diésel	66
6.7.2	Variación del precio de la biomasa	67
6.7.3	Variación del recurso solar.....	67
6.7.3.1	Configuración 4	67
6.7.3.2	Configuración 5	68
6.8	Selección de la configuración óptima	69
CAPÍTULO 7.	CONCLUSIONES.....	72
CAPÍTULO 8.	BIBLIOGRAFÍA.....	73

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

CAPÍTULO 1.	DESCRIPCIÓN DE LAS UNIDADES DE OBRA	77
1.1	Mano de obra	77
1.2	Materiales	77
1.3	Precios unitarios.....	77
CAPÍTULO 2.	REALIZACIÓN DEL PRESUPUESTO.....	79
2.1	Presupuesto parcial.....	79
2.1.1	Material	79
2.1.2	Mano de obra	79
2.2	Presupuesto total de ejecución.....	79
2.3	Presupuesto de ejecución por contrata	79
2.4	Presupuesto base de licitación.....	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1 Mapa de provincias de la RDC Fuente: Wikipedia	20
Ilustración 2 PIB en USD Fuente: Banco Africano de Desarrollo.....	21
Ilustración 3 Producción, consumo y exportación de la RDC Fuente: Africa Energy Database ..	22
Ilustración 4 Mapa de las líneas de suministro eléctrico de la RDC Fuente: ArcGIS.com	23
Ilustración 5 Histograma de temperatura y precipitaciones de la RDC Fuente: Climate-data.org	23
Ilustración 6 Velocidad del viento de la RDC Fuente: NASA POWER Project.....	25
Ilustración 7 Radiación media anual e índice de claridad de la RDC Fuente: PVGIS.....	26
Ilustración 8 Curva I-V genérica de un panel fotovoltaico Fuente: Diapositivas de Tecnología Energética.....	29
Ilustración 9 Distribución típica de Rosa de los Vientos. Fuente: Diapositivas de Tecnología Energética.....	30
Ilustración 10 Distribución típica de velocidades. Fuente: Diapositivas de Tecnología Energética	31
Ilustración 11 Curva de funcionamiento de las turbinas. Fuente: Researchgate	34
Ilustración 12 Diagrama de flujo de la metodología del proyecto Fuente: Elaboración propia .	39
Ilustración 13 Demanda segregada del día laboral Fuente: Elaboración propia	41
Ilustración 14 Demanda segregada del día festivo Fuente: Elaboración propia.....	42
Ilustración 15 Demanda total de los días laborales y festivos Fuente: Elaboración propia	42
Ilustración 16 Caudal del Río Lualaba Fuente: Elaboración propia.....	43
Ilustración 17 Radiación solar global de Bukafu-Kasambule Fuente: Energyplus.....	44
Ilustración 18 Rosa de los vientos de Bukafu-Kasambule Fuente: Enair	44
Ilustración 19 Distribución de Weibull de Bukafu-Kasambule Fuente: Enair	45
Ilustración 20 Curvas I-V del Panel fotovoltaico Atersa A-370M GS Fuente: Ficha técnica.....	46
Ilustración 21 Curvas de funcionamiento de la turbina hidráulica Litrostoj Power Litobulb Fuente: Ficha técnica.....	47
Ilustración 22 Generador Diésel Cummins TG55C Fuente: Web del fabricante	48
Ilustración 23 All Power Labs Power Pallet PP30 Fuente: Web del fabricante	48
Ilustración 24 Curvas de comportamiento de la configuración 1 (29/06-06/07)	52
Ilustración 25 Curvas de comportamiento de la configuración 2 (12/10-19/10) Fuente: Homer	53
Ilustración 26 Curvas de comportamiento de la configuración 3 (13/04-20-04) Fuente: Homer	55

Ilustración 27 Curvas de comportamiento de la configuración 4 (16/02-23/02) Fuente: Homer	57
Ilustración 28 Curva de carga de las baterías de la configuración 4 (16/02-23/02) Fuente: Homer	58
Ilustración 29 Curvas de comportamiento de la configuración 4 (18/06-25/06) Fuente: Homer	59
Ilustración 30 Curva de carga de las baterías de la configuración 4 (18/06-25/06) Fuente: Homer	60
Ilustración 31 Curvas de comportamiento de la configuración 5 (16/02-23/02) Fuente: Homer	62
Ilustración 32 Curva de carga de las baterías de la configuración 5 (16/02-23/02) Fuente: Homer	62
Ilustración 33 Curvas de comportamiento de la configuración 5 (18/06-25/06) Fuente: Homer	63
Ilustración 34 Curva de carga de las baterías de la configuración 5 (18/06-25/06) Fuente: Homer	64
Ilustración 35 Sensibilidad del coste energético de la Configuración 4	70
Ilustración 36 Sensibilidad del coste energético de la Configuración 5	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Centrales Hidráulicas de la RDC Fuente: Kusakana, 2016	25
Tabla 2 Consumo energético de Bukafu-Kasambule Fuente: Atlas de Energías Renovables de la RDC.....	40
Tabla 3 Velocidad del viento en Bukafu-Kasambule Fuente: Enair.....	45
Tabla 4 Costes del Panel Fotovoltaico Atersa A-370M P GS Fuente: Elaboración propia.....	46
Tabla 5 Costes de la turbina hidráulica Litrostoj Power Litobulb Fuente: Elaboración propia...	47
Tabla 6 Costes del generador diésel Cummins TG55C Fuente: Elaboración propia	48
Tabla 7 Costes del gasificador Power Pallet PP30 Fuente: Elaboración propia	49
Tabla 8 Costes de la batería Redflow Zcell Fuente: Elaboración propia	49
Tabla 9 Costes del inversor Studer Xtender XTH 8000-48 Fuente: Elaboración propia.....	49
Tabla 10 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia51	
Tabla 11 Desglose de costes de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia	52
Tabla 12 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia53	
Tabla 13 Desglose de costes de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia	54
Tabla 14 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 3 Fuente: Elaboración propia55	
Tabla 15 Desglose de costes de la configuración 3 Fuente: Elaboración propia	56
Tabla 16 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 4 Fuente: Elaboración propia57	
Tabla 17 Desglose de costes de la configuración 4 Fuente: Elaboración propia	60
Tabla 18 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 5 Fuente: Elaboración propia61	
Tabla 19 Desglose de costes de la configuración 5 Fuente: Elaboración propia	64
Tabla 20 Tabla comparativa de los parámetros económicos.....	65
Tabla 21 Tabla comparativa de los parámetros técnicos Fuente: Elaboración propia	65
Tabla 22 Tabla comparativa del uso de combustible Fuente: Elaboración propia	65
Tabla 23 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 4 modificada Fuente: Elaboración propia	66
Tabla 24 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 5 modificada Fuente: Elaboración propia	67
Tabla 25 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 4 modificada Fuente: Elaboración propia	68
Tabla 26 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 5 modificada Fuente: Elaboración propia	68
Tabla 27 Sensibilidad a la variación del precio del combustible Fuente: Elaboración propia	69

Tabla 28 Sensibilidad a la variación de la radiación solar Fuente: Elaboración propia.....	69
Tabla 29 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 5 Fuente: Elaboración propia	71
Tabla 30 Presupuesto parcial del material Fuente: Elaboración propia	79
Tabla 31 Presupuesto parcial de la mano de obra Fuente: Elaboración propia	79
Tabla 32 Presupuesto total de ejecución Fuente: Elaboración propia	79
Tabla 33 Presupuesto de ejecución por contrata Fuente: Elaboración propia.....	79
Tabla 34 Presupuesto base de licitación Fuente: Elaboración propia	79

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Fórmula de la distribución de Weibull.....	31
Ecuación 2 Potencia ideal suministrada por un aerogenerador	31
Ecuación 3 Potencia real suministrada por un aerogenerador.....	32
Ecuación 4 Potencia generada por una turbina hidráulica	33

MEMORIA

Análisis alternativas para el suministro eléctrico basado en renovables en Bukafu-Kasambule (República Democrática del Congo)

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo del Trabajo Fin de Grado (en adelante se abreviará como TFG) es estudiar la demanda eléctrica de una zona aislada de la red, en este caso de Bukafu-Kasambule (República Democrática del Congo).

En primer lugar, se analizará la demanda eléctrica característica de la región, junto a los recursos naturales disponibles, como el viento o la radiación, que darán lugar al potencial de generación renovable.

Con estos datos se plantearán distintas tecnologías que podrían satisfacer dicha demanda, como son el generador diésel, la energía solar fotovoltaica, el aerogenerador o la turbina hidráulica.

Dicho análisis se realizará mediante el uso del software HOMER, un software usado para el desarrollo de energías renovables.

Finalmente, tras el análisis de las distintas tecnologías, se seleccionará la configuración más adecuada en base a un criterio técnico-económico.

1.2 MOTIVACIÓN

La principal motivación para este proyecto es la necesidad que se impone al alumno de hacer un TFG para poder obtener el título universitario.

Más allá de esto, se escogió este tema por la creciente importancia de las fuentes de energía renovables de cara a un futuro sostenible y por la necesidad de adquirir nuevos conocimientos sobre un aspecto de la ingeniería que ha sido poco explorado en el grado.

La importancia de estas fuentes de energía renovables se sustenta en la necesidad de frenar el deterioro del medio ambiente por medio del uso de fuentes de energía más tradicionales, lo que es una motivación más que suficiente para decantarse por este tipo de proyecto.

Por otra parte, proveer de energía zonas aisladas en un país con pocos recursos como es la República Democrática del Congo supone un incentivo, ya que puede representar un gran avance para poblaciones que de otra manera tendrían más complicada la subsistencia energética.

CAPÍTULO 2. DATOS DEMOGRÁFICOS DE LA REPUBLICA DEMOCRÁTICA DEL CONGO

2.1 SITUACIÓN GEOGRÁFICA Y SOCIOECONÓMICA DEL PAÍS

La República Democrática del Congo (en adelante RDC) es un país africano situado en la parte central del continente. Es limítrofe con otros nueve países del continente, y cuenta con una superficie de 2.345.000 km² y una población de unos 78,74 millones de habitantes, estimada por el Banco Mundial en 2019, lo que conlleva una densidad de población de 34,7 habitantes por km².

Su capital, Kinshasa, cuenta con casi 10 millones de habitantes, siendo así la más poblada de la nación, junto con Lubumbashi (1,872 millones), Mbuji-Mayi (1,745 millones) y Kananga (1,111 millones).

El país es atravesado por el río Congo, el segundo del mundo por su caudal y el quinto por su longitud, que desemboca en la pequeña ciudad de Moanda.

En cuanto al relieve la planicie del Congo es una inmensa meseta alcanzando sus más altas cotas en los Macizos de Ruwenzori o Montañas de la Luna (5.000 m) y Virunga (3.000 m). La vegetación es en su mayor parte la correspondiente a la selva ecuatorial.

En la actualidad, el territorio está organizado en 26 provincias, situándose la población objetivo de este trabajo, en la provincia de Maniema, al este del país.



Ilustración 1 Mapa de provincias de la RDC Fuente: Wikipedia

A pesar de la riqueza en recursos naturales que el país posee, su economía sigue siendo deficiente, con un PIB aproximado de 31,931 millones de dólares, lo cual supone una renta per cápita anual de 430\$. Esto se debe en parte a la corrupción que tiene lugar en el país desde su independencia en 1960, combinada con el conflicto armado intermitente que azota la nación desde principios de los 90.

Además, el hecho de que la principal actividad económica del país sea la minería, hace que su economía se vea ligada inevitablemente a las fluctuaciones en el precio de minerales como el cobalto, el cobre o el oro.

Otro de los factores a tener en cuenta al analizar la economía del país es la inestabilidad política que atraviesa en el momento. La RDC actualmente se encuentra en un proceso de consolidación institucional tras las últimas elecciones en 2018. Esto supuso una depreciación de la moneda y un aumento de la inflación que en ningún momento ha descendido de los dos dígitos.

(Ministerio de Asuntos Exteriores, 2019)

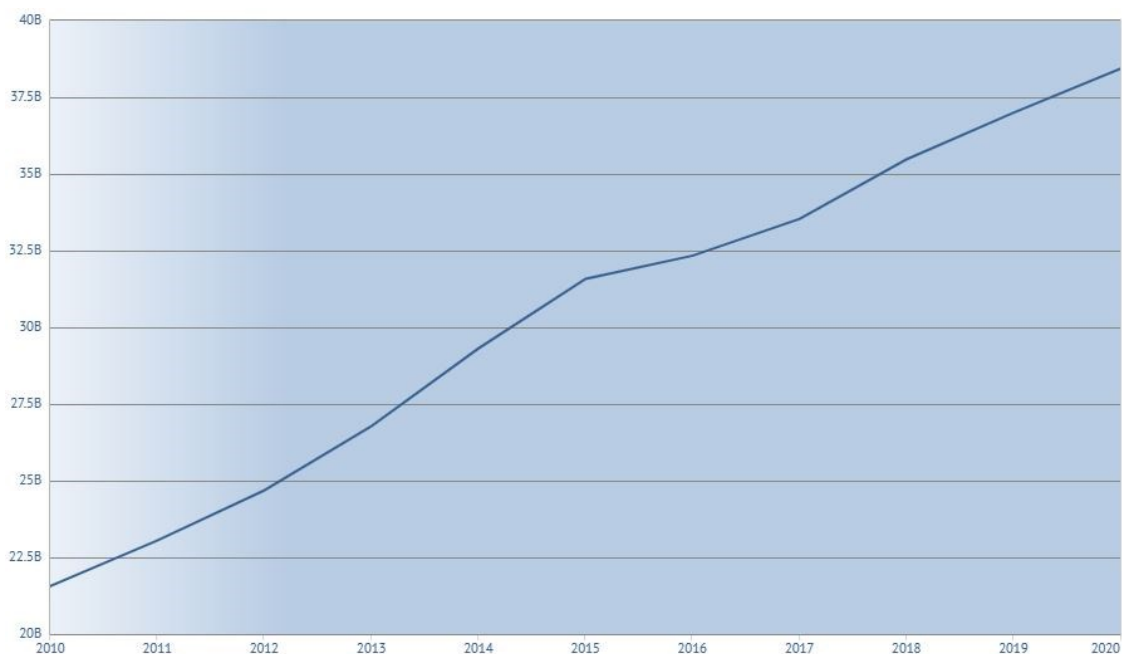


Ilustración 2 PIB en USD Fuente: Banco Africano de Desarrollo

2.2 CONTEXTO ENERGÉTICO

A la hora de dimensionar un sistema de suministro energético, es imprescindible comprender la demanda energética para cubrir las necesidades de la población.

En la actualidad, menos de un 20% de la población cuenta con suministro eléctrico, lo que hace a la RDC el segundo país más desabastecido eléctricamente, por detrás de Nigeria. Prácticamente el 100% de esta energía es producida mediante centrales hidroeléctricas, siendo esto posible gracias al gran recurso hídrico que posee el país, conformado por grandes lagos al este del país y el río Congo, que alimenta las grandes presas de Inga prácticamente en su desembocadura, fuente de casi la mitad de la energía producida.

El porcentaje restante, menos de un 1%, lo conforma la energía producida por fuentes no renovables, como el gas, el petróleo o el carbón.

Se estima la producción anual de energía en 9.815 GWh, mientras que el consumo se mantiene en 7.224 GWh, un superávit que permite una exportación energética de 392 GWh.

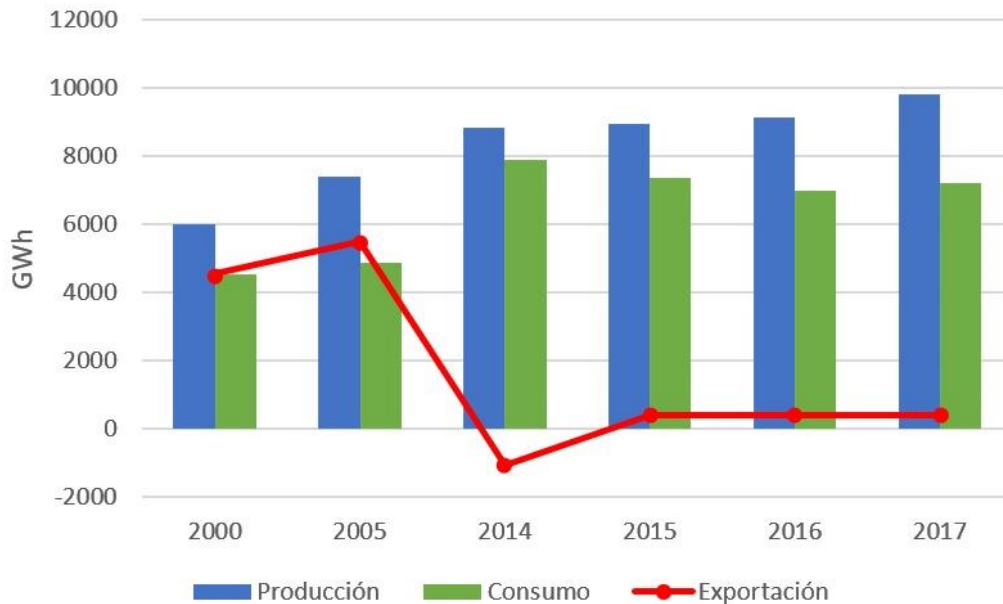


Ilustración 3 Producción, consumo y exportación de la RDC Fuente: África Energy Database

El 77% de esta energía va destinada para el sector residencial, mientras que el 20,4% es usado por la industria y el 2,4 restante para agricultura, transporte y servicios públicos.

A pesar de que la RDC posee multitud de recursos para la generación de energía, este sector aún está en vías de desarrollo. Esto se debe a problemas generales para todo el país y a otros problemas específicos para el sector, como son la inestabilidad política, la falta de políticas y fondos destinados al sector, los altos impuestos y la ausencia de agencias reguladoras. A todo ello se añade que la red de distribución eléctrica es deficiente o en muchos casos inexistente, y que su mantenimiento es pobre (Kusakana, A Review of Energy in the Democratic Republic of Congo, 2016).



Ilustración 4 Mapa de las líneas de suministro eléctrico de la RDC Fuente: ArcGIS.com

2.3 CLIMATOLOGÍA

En la RDC, se pueden distinguir dos tipos de clima según la situación geográfica (Climates to travel, 2020):

- **Clima ecuatorial:** caliente y húmedo durante todo el año sin estación seca. Este clima se da en el área central del país cruzada por la línea ecuatorial, ocupada por una gran masa selvática, la segunda más grande del mundo tras la Selva Amazónica.
- **Clima tropical:** caliente durante todo el año con una corta estación seca. Este tipo de clima se da en las zonas al norte y al sur de la línea ecuatorial, con estaciones secas en períodos opuestos del año. Al norte del Ecuador la estación seca se da entre diciembre y febrero, mientras que al sur se da desde junio a septiembre.

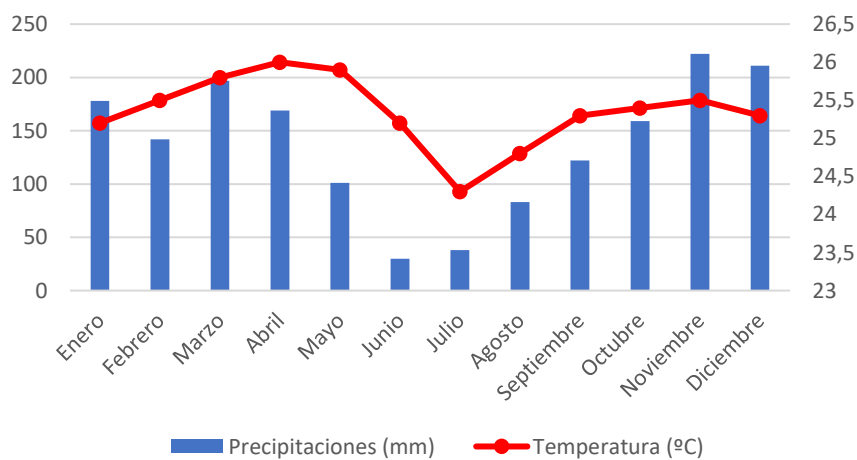


Ilustración 5 Histograma de temperatura y precipitaciones de la RDC Fuente: Climate-data.org

2.4 POTENCIAL ENERGÉTICO

Para elegir el tipo de tecnología más conveniente, es importante conocer el potencial energético de cada recurso en el terreno a tratar. Para ello, se expondrán los tipos de energía que se considerarán a la hora de dimensionar el sistema.

2.4.1 Energía hidráulica

Tal y como se ha mencionado anteriormente, el recurso hidráulico es el más explotado actualmente por la RDC. Sin embargo, el país está lejos de alcanzar su pleno potencial, estimado en 774 GWh, lo que se corresponde con el 65% del potencial hidráulico del África Central, el 35% del continente africano, y el 8% mundial.

Este enorme potencial es fruto del paso del río Congo por gran parte del país, incluyendo su desembocadura, que con un flujo medio de 42.000 m³/s es el segundo más caudaloso del mundo tras el río Amazonas.

Otros factores de los que se beneficia el país del río Congo es de su flujo relativamente estable, que tan solo varía en un factor de dos entre se época de sequía y su época de inundaciones. Además, es el único gran río del mundo que presenta una pendiente muy inclinada en su recorrido final, lo que facilita la instalación de presas e instalaciones hidroeléctricas.

A pesar de todo esto, en el año 2000 solo había instalados 2.000 MW de capacidad hidroeléctrica, de los 100.000 MW que serían posibles.

Los principales centros de producción de energía son las estaciones Inga I e Inga II, con 14 turbinas de 1.775 MW. Están situadas a 65 km río arriba desde el puerto de Matadi. Un salto natural de agua de 102m en 15 km, y un conjunto de rápidos convierten este punto en la fuente más importante de potencia hidroeléctrica localizada en un solo lugar, con una potencia estimada de 44.000 MW. Se estima la energía pura disipada anualmente en este punto en los 370 billones de kWh.

En este momento, la producción hidroeléctrica del país se encuentra a un tercio de su capacidad total, con solo el 47% del equipo disponible en condición adecuada para producir energía. El caso de las estaciones de Inga representa el estado general de todo el sistema de producción. Tan sólo tres de las seis turbinas de Inga I están operativas debido a la falta de reparaciones y recambios, mientras que Inga II sufre de problemas de diseño y falta de reparaciones. (Kusakana, A Review of Energy in the Democratic Republic of Congo, 2016)

Estación	Turbinas instaladas	Capacidad instalada (MW)	Turbinas en funcionamiento	Potencia disponible actual (MW)
Inga I	6	351	3	175
Inga II	8	1.424	3	534
Zongo	5	75	1	13
Mpozo	2	2,2	0	0
Sanga	6	11,5	0	0
Nseke	4	248	3	186
Nzilo	4	108	4	108
Koni	3	42	0	0
Mwadingusha	6	68	6	68

Tabla 1 Centrales Hidráulicas de la RDC Fuente: Kusakana, 2016

2.4.2 Energía eólica

Este tipo de energía no es usada comúnmente excepto en casos aislados en los que se usan molinos para bombear agua desde depósitos subterráneos o para pequeños sistemas de iluminación. (Kusakana, A Review of Energy in the Democratic Republic of Congo, 2016)

El escaso uso de este recurso se debe a la baja velocidad media del viento, que se mantiene en los 2,5 m/s en los últimos 20 años (NASA, 2020), una velocidad insuficiente para la mayoría de los aerogeneradores.

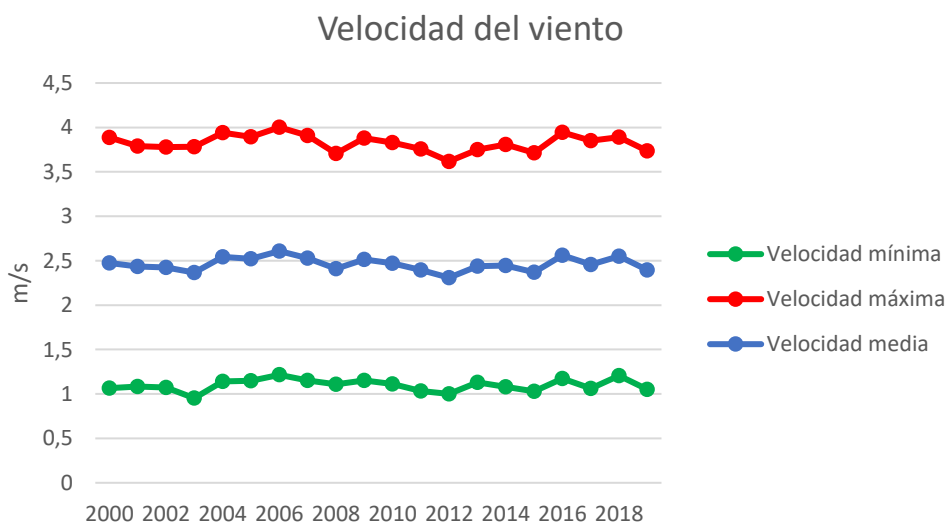


Ilustración 6 Velocidad del viento de la RDC Fuente: NASA POWER Project

2.4.3 Energía nuclear

La RD del Congo cuenta con una reserva de 1.800 toneladas de uranio altamente concentrado principalmente en siete localizaciones en la región sur de la provincia de Katanga, de las cuales ninguna está siendo explotada actualmente.

La Comisión General de Energía Atómica es la encargada de desarrollar el sector nuclear del país y explotar dichos depósitos. Sin embargo, las actividades de la Comisión se ven limitadas por la falta de investigación, monitorización y regulación.

Dos reactores de investigación fueron construidos en 1958 y 1972, pero ambos fueron clausurados en 1998 por orden de la Agencia Internacional de Energía atómica, debido a razones de seguridad. (Kusakana, A Review of Energy in the Democratic Republic of Congo, 2016)

2.4.4 Energía solar

La RDC se encuentra situada en una región que recibe gran radiación solar, con valores que localizados entre 3,25 y 6 kWh/m² al día, haciendo que la implementación de la tecnología fotovoltaica termoeléctrica sea la más viable.

A pesar de esto, en el año 2013 solo había 83 kW de potencia eléctrica instalada en sistemas fotovoltaicos, además de los 6,31 kW auxiliares proporcionados por Cáritas (Kusakana, A Review of Energy in the Democratic Republic of Congo, 2016).

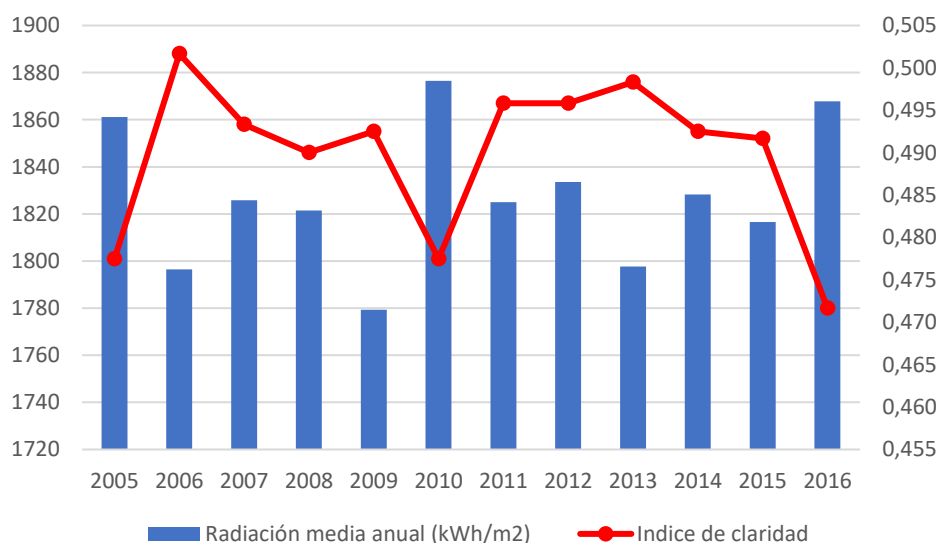


Ilustración 7 Radiación media anual e índice de claridad de la RDC Fuente: PVGIS

2.4.5 Biomasa

La biomasa es un término genérico para sustancias orgánicas que pueden ser quemadas para obtener energía en forma de calor, electricidad o combustible destinado al transporte. Aquí se distinguirá la biomasa obtenida de la madera, el biogás, y el biocombustible.

La RDC posee aproximadamente 125 millones de hectáreas de bosque, lo que representa el 67,9% del territorio del país. De aquí se obtienen principalmente leña y carbón vegetal, que son usados mayoritariamente para proporcionar energía a los hogares, especialmente para la cocina.

No obstante, es una manera ineficiente y cara de obtener combustible, además de los efectos adversos que tiene para el medio ambiente.

El biogás es una combinación de gas metano y dióxido de carbono, resultado de la descomposición de materias orgánicas gracias a ciertas bacterias que contribuyen a la degradación. Esto hace que sea una fuente de energía renovable, ya que permite usar como materia prima los desperdicios producidos por la industria, la agricultura y la ganadería.

A pesar de ello, la producción de biogás se encuentra en fase experimental debido al alto costo de las plantas de producción y la falta de personal cualificado.

Por último, el biocombustible es el combustible sólido, líquido o gaseoso producido al usar biomasa vegetal, especialmente restos de cultivos. Gracias a esto, el biocombustible tiene un gran potencial, destacando el etanol, obtenido de la industria azucarera y de destilación de melaza. Por desgracia, y al igual que la producción de biogás, se encuentra todavía en fase de pruebas. (Kusakana, A Review of Energy in the Democratic Republic of Congo, 2016)

2.4.6 Combustibles fósiles

El país cuenta con reservas de petróleo en la cuenca costera occidental. En 2009, la reserva de crudo del país era de aproximadamente 180 millones de barriles, siendo la segunda reserva más grande del sur de África.

El país tiene una capacidad de producción de crudo muy significativa. Sin embargo, la falta de refinerías hace que haya que recurrir a exportar el crudo e importar los productos ya refinados.

Mientras tanto, el Lago Kivu (compartido con Ruanda), contiene una reserva de metano de aproximadamente 65 millones de m³, el equivalente a 50 millones de toneladas de petróleo. Sin embargo, esta reserva se encuentra por debajo de los 300 metros, por lo que se mantiene inexplorada.

En cuanto al carbón, en 2011 se estimó que las reservas del país sumaban 88 millones de toneladas. Sin embargo, la producción de este recurso no superó las 131.5 toneladas, lo que significa que la RD del Congo está importando carbón para satisfacer sus necesidades energéticas. (Kusakana, A Review of Energy in the Democratic Republic of Congo, 2016)

2.4.7 Energía geotérmica

La energía geotérmica es emitida desde la corteza terrestre en forma de agua caliente o vapor, que puede ser usada para la generación de electricidad.

Las regiones del este de la RDC forman parte del sistema de rift de África del Este, que es una de las estructuras tectónicas más grandes del mundo.

Gracias a esto, el país tiene un gran potencial en lo que a energía geotérmica se refiere, con dos zonas adecuadas, Nyagenzi y Uvira/Kinanira/Kavimvira, que tienen aguas a temperaturas de hasta 90°C y flujos medios desde 11 a 162 l/s.

Análisis alternativas para el suministro eléctrico basado en renovables en Bukafu-Kasambule (República Democrática del Congo)

Actualmente, la disponibilidad de estos recursos está siendo evaluada para cuantificar la cantidad de energía que puede ser obtenida de una manera viable. (Kusakana, A Review of Energy in the Democratic Republic of Congo, 2016)

CAPÍTULO 3. TECNOLOGIAS DISPONIBLES Y FUNDAMENTOS

3.1 PLACAS FOTOVOLTAICAS

Una planta fotovoltaica transforma de manera directa e instantánea la energía solar en energía eléctrica aprovechando el efecto fotoeléctrico, mediante el cual ciertos semiconductores dopados generan electricidad cuando son expuestos a radiación solar.

Sus principales ventajas son la facilidad para ser instaladas en lugares aislados, el ahorro de combustibles fósiles con la consiguiente ausencia de emisiones, su fiabilidad, el bajo coste de mantenimiento y su modularidad.

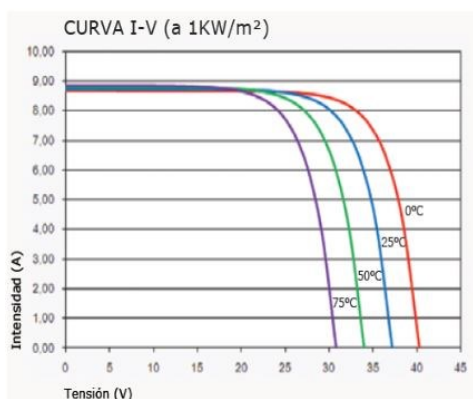
Sin embargo, su coste inicial es alto, además de que la generación de energía es muy variable dependido a su dependencia a la energía solar.

Para sacar partido del efecto fotovoltaico, las células fotovoltaicas son construidas en dos capas distintas de material semiconductor. La primera capa, la capa N, está formada por silicio dopado con fósforo, y tiene un exceso de electrones, mientras que la segunda, la capa P, está dopada con boro y tiene un defecto de electrones.

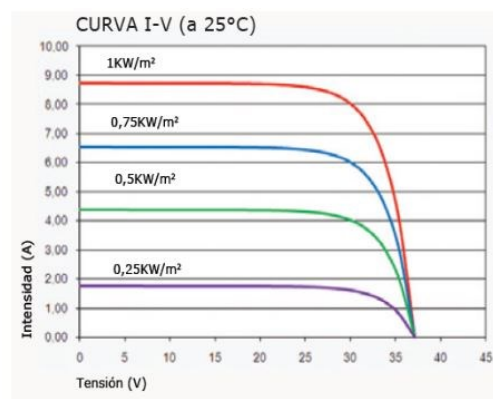
De esta manera, la región P tiene exceso de huecos y la de tipo N tiene exceso de electrones, por lo que en las zonas de contacto de las distintas regiones los electrones se desplazan desde la mitad N a la mitad P, creando así una acumulación de energía negativa en la región P y, por consiguiente, un campo eléctrico entre ambas. Al aplicar una tensión externa, esta unión permite el flujo eléctrico en una sola dirección.

Si se expone la célula a la luz, los electrones adquieren la energía suficiente para pasar de un semiconductor al otro, y al aplicar tensión, se crea una diferencia de potencial, y el campo eléctrico anteriormente mencionado forma un diodo muy sensible a la radiación, generando así la corriente eléctrica.

El funcionamiento de las células fotovoltaicas se rige mediante la curva I-V, que representa los valores de intensidad y voltaje medidos en ciertas condiciones de temperatura y radiación. A mayor temperatura, menor es la eficiencia de la célula, y a mayor irradiancia, mayor es la potencia generada.



Curva I-V en función de la Temperatura



Curva I-V en función de la Radiación

Ilustración 8 Curva I-V genérica de un panel fotovoltaico Fuente: Diapositivas de Tecnología Energética

Existen distintas tecnologías que caracterizan la célula según su estructura, que puede ser de sílice monocristalino, policristalino o amorfo, con rendimientos entre el 4% y el 17%.

Otra variable a tener en cuenta sería la inclinación ya que, si la célula se encuentra en el hemisferio sur, los paneles deberán ir orientados hacia el norte, y viceversa.

Al ser una tecnología tan dependiente de la meteorología, es necesario contar con un acumulador de energía para poder suministrarla en las horas donde no hay incidencia solar, para lo cual se usa una batería. Un regulador es usado para optimizar el uso de las baterías, mientras que un inversor es necesario porque los paneles producen corriente continua, por lo que se requiere de este instrumento para proporcionar corriente alterna (Departamento de Ingeniería Química y Nuclear, 2019).

Por otra parte, el sistema también tendrá en cuenta la vida media de sus componentes, que en el caso de los paneles fotovoltaicos se encuentra entre los 20 y los 30 años (Sajjad, Nazmul, Zahraossadat, Tasbirul, & Masud, 2019).

3.2 AEROGENERADORES

Los aerogeneradores son usados para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, pasando por un estado intermedio de energía mecánica de rotación de sus palas.

Para aprovechar al máximo esta energía eólica, hay dos factores clave que hay que tener en cuenta, la velocidad y la dirección del viento. Ambas variables quedan registradas por estaciones meteorológicas y representadas para su interpretación en la Rosa de los Vientos, y la curva de distribución de velocidades, respectivamente. Otro aspecto importante es la variación de la velocidad en función de la cota de altura.

La Rosa de los Vientos nos indica la dirección principal del viento, de manera que, al diseñar el aerogenerador, habrá que colocarlo en dirección perpendicular para aprovechar al máximo la energía del viento.

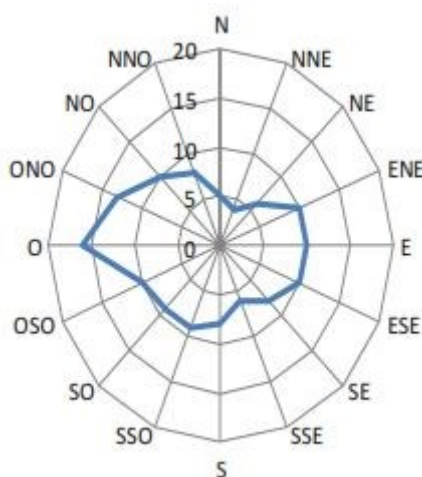


Ilustración 9 Distribución típica de Rosa de los Vientos. Fuente: Diapositivas de Tecnología Energética

La curva de distribución de velocidades de un lugar suele representarse mediante la distribución estadística de Weibull, ya que es la que más se aproxima a la real. Esta distribución sigue la siguiente fórmula:

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

Ecuación 1 Fórmula de la distribución de Weibull

Donde:

A: es el factor de escala, expresado en m/s, que se relaciona de forma directa con la velocidad media.

k: es el factor de forma, adimensional, que modifica la simetría de la distribución.

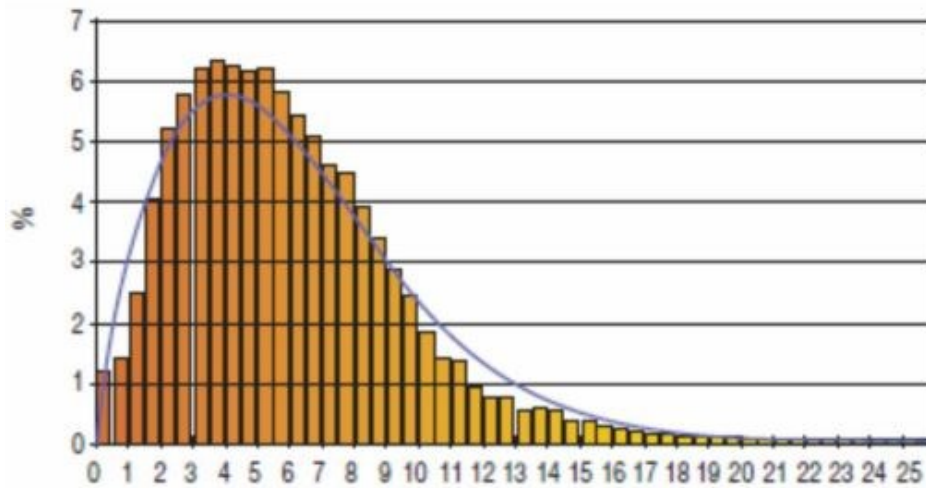


Ilustración 10 Distribución típica de velocidades. Fuente: Diapositivas de Tecnología Energética

La energía del viento es energía cinética, causada por el aire en movimiento. Para calcular la potencia disponible en el viento que atraviesa las palas del aerogenerador, se usa la fórmula:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (W) \quad (2)$$

Ecuación 2 Potencia ideal suministrada por un aerogenerador

Donde:

ρ : es la densidad del aire en kg/m^3 , variable en función de la altura sobre el nivel del mar y la temperatura.

A: es la superficie de viento barrida por las palas del aerogenerador.

v: es la velocidad del viento en m/s.

Sin embargo, esa es la potencia disponible en el viento, que no puede ser extraída en su totalidad. La máxima potencia que somos capaces de extraer viene expresada por la fórmula de Betz:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p (W) \quad (3)$$

Ecuación 3 Potencia real suministrada por un aerogenerador

Donde:

C_p: es el coeficiente de potencia, que es la relación entre la potencia extraíble y la potencia incidente, con un valor máximo de 0.593, que varía en función del aerogenerador, las pérdidas por rozamiento, la desviación de la dirección del viento o las turbulencias

Hay que remarcar la importancia de la velocidad del viento en la producción de energía, al ir elevada al cubo en la fórmula.

Los aerogeneradores se dividen en dos grandes grupos, los de eje vertical y los de eje horizontal, que representan el 99% del total ya que son los que más potencia generan.

Dentro de los aerogeneradores de eje vertical, existe otra diferenciación consistente en la forma de sus palas:

- **Savonius**: está formado por dos o cuatro chapas verticales, sin perfil de ala y con forma de semicilindro. Es llamado “de resistencia” ya que el par motor generado sobre el eje se debe a la resistencia que ofrecen las palas al viento.
- **Darrieus**: también llamados de sustentación, ya que ofrece una superficie expuesta al viento con un perfil de ala capaz de distribuir la presión a lo largo de la pala, generando así un par en el eje de rotación. Su ventaja con respecto al aerogenerador de tipo Savonius es su mayor eficiencia.
- **Híbrido Savonius-Darrieus**: un grupo general que engloba todo aerogenerador que combine ambos tipos de palas.

Los aerogeneradores de eje horizontal también se subdividen en dos grupos, en este caso dependiendo de su colocación:

- **A barlovento**: se posiciona de manera que el viento atraviese primero las palas del aerogenerador.
- **A sotavento**: se posiciona de manera que el viento atraviese primero la góndola del aerogenerador.

(Departamento de Ingeniería Química y Nuclear, 2019)

Al igual que los paneles fotovoltaicos, los aerogeneradores también tienen una vida media de diseño, que suele estar alrededor de los 20 años (Ziegler, Gonzalez, Rubert, Smolka, & J.Melero, 2018), aunque en este período de tiempo, los aerogeneradores deberán pasar inspecciones para reemplazar o reparar componentes como las aspas (Beauson & Brøndsted, 2016), lo que influirá en los costes de operación y mantenimiento.

3.3 ENERGÍA HIDRÁULICA

El método para extraer energía hidráulica es bastante similar al de la energía eólica, un fluido atraviesa las aspas de una turbina y esta transforma esta energía cinética en energía mecánica de rotación para, mediante un alternador, convertirla finalmente en energía eléctrica.

Los principales factores que intervienen en este proceso son el caudal y la altura del salto de agua. Por este motivo se construyen presas, para incrementar el salto de agua y regular el caudal en función de la época del año, obteniendo así un flujo continuo.

La potencia obtenida gracias a un salto de agua, si también se tiene en cuenta el rendimiento de la turbina y el generador es la siguiente:

$$P = Q \cdot H \cdot g \cdot \rho \cdot \eta \quad (W) \quad (4)$$

Ecuación 4 Potencia generada por una turbina hidráulica

Donde:

Q: es el caudal que atraviesa la turbina en m³/s.

H: es la altura neta disponible en metros

g: es la aceleración de la gravedad, generalmente 9,81 m/s².

ρ: es la densidad del agua, generalmente 1.000 kg/m³.

η: es el rendimiento de la turbina y el generador.

La altura neta es el resultado de restar la altura a la que se encuentra la turbina a la altura a la que se encuentra el nivel inicial del agua sobre el nivel del mar, además de las pérdidas por rozamiento en la tubería, en las válvulas y en los distintos mecanismos que encuentre el flujo de agua a su paso.

Las centrales hidroeléctricas se pueden distinguir según tres criterios: su régimen de flujo, su altura de caída del agua y su potencia.

Según el primer criterio, se encuentran las centrales de agua fluyente, que utilizan el agua que recorre el río en ese momento, sin almacenarla ya que carecen de embalses; las centrales de embalse, que son el tipo más frecuente, y almacenan el agua para graduar el caudal que pasa por la turbina y así generar energía incluso en las épocas en las que las precipitaciones son escasas y las centrales de bombeo, que turbinan el agua para obtener energía en horas pico mientras que en las horas valle bombean el agua de nuevo al embalse con el excedente de energía.

Según la altura de caída de agua se encuentran las de alta presión, con más de 200 metros de caída; las de media presión, de entre 20 y 200 metros de caída; las de baja presión, con menos de 20 metros de caída y finalmente las de muy baja presión, con caídas menores a 4 metros. Este criterio está intrínsecamente relacionado con los tipos de turbinas a utilizar, que se explicarán más adelante.

Por último, según la clasificación por potencia instalada, se distinguen las centrales de gran potencia, con más de 10 MW, las minicentrales hidráulicas, entre 1 MW y 10 MW, y las microcentrales hidráulicas, con menos de 1 MW.

Como se ha mencionado anteriormente, en función del salto de agua, la central requerirá el uso de distintos tipos de turbinas. A continuación, se describen las más comunes:

- **Turbina Pelton:** se usa para saltos de gran y media altura, con caudales pequeños y medios. Su rendimiento varía mucho con las variaciones en la altura de salto, por lo que se usan más en grandes saltos en los que las variaciones relativas al salto total son más pequeñas.
- **Turbina Francis:** generalmente usada para saltos de agua medianos, pero cuenta con un gran rango de funcionamiento en lo que a alturas y caudales se refiere. Como la Pelton, su rendimiento varía mucho con las variaciones de alturas, aunque su rendimiento. No obstante, su rendimiento es cercano al 90%. Tiene la particularidad de cambiar el flujo de dirección, ya que su entrada es axial y su salida radial.
- **Turbina Kaplan:** se utiliza para pequeños saltos con grandes caudales, y su rendimiento no se ve prácticamente afectado por las variaciones de caudal.

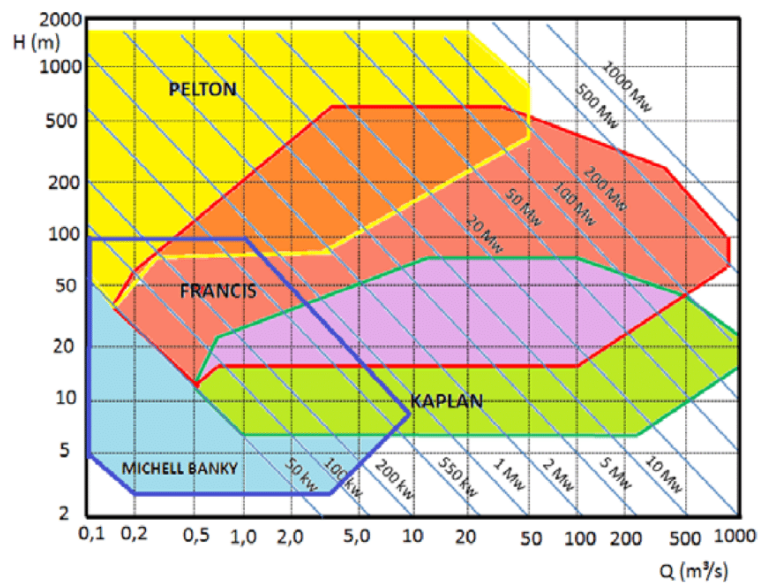


Ilustración 11 Curva de funcionamiento de las turbinas. Fuente: Researchgate

Cabe destacar que, aunque la generación hidroeléctrica es una fuente renovable de energía, genera un gran impacto medioambiental, ya que altera el ecosistema tanto terrestre como acuático, además de hacer cambios en el régimen del río, modificando sus ciclos naturales de crecidas. (Departamento de Ingeniería Química y Nuclear, 2019)

Normalmente la vida útil de las centrales hidroeléctricas se encuentra entre los 40 y 80 años, aunque el equipo electromecánico puede necesitar ser actualizado o reemplazado después de 30 o 40 años, mientras que las obras civiles como presas o túneles necesitan más tiempo para requerir renovaciones. Una central hidroeléctrica debidamente mantenida puede superar los 100 años de vida útil (Kumar, y otros, 2012).

3.4 GENERADOR DIÉSEL

En esencia, un generador es la combinación de dos dispositivos que trabajan juntos para la producción de electricidad. Por un lado, el motor de combustión interna, que quema el combustible extrayendo así su poder calorífico para convertirlo en energía mecánica, y por el otro, el alternador, que convierte esta energía mecánica en energía eléctrica. Ambos están conectados entre sí por un cigüeñal. (Gerard, 2017)

Es más común usar motores de combustión interna alimentados por diésel, ya que su poder calorífico es mayor, lo que aumenta la energía obtenida de este combustible con respecto a la gasolina. Además de esto, su rendimiento también es mayor que el de un motor alimentado por gasolina (Grupel, 2020).

La vida útil de un generador puede variar enormemente en función del número de horas de funcionamiento y de si va acompañado de sistemas de almacenamiento. En el caso de un generador trabajando las 8760 horas del año, su vida útil se reduce a 1,71 años, mientras que si el generador es acompañado de un acumulador se amplía hasta 10,8 años, debido a su funcionamiento más eficiente (Kusakana & Vermaak, Hybrid Diesel Generator - battery systems for offgrid rural applications, 2013).

3.5 GASIFICADOR DE BIOMASA

El proceso de la gasificación consiste en la conversión de biomasa en un gas combustible, conocido como gas pobre o syngas. El gas obtenido tiene un bajo poder calorífico (1.000-3.000 kcal/Nm³) comparado con el del gas natural (9.000 kcal/Nm³) o el butano (28.000 kcal/Nm³).

La calidad del combustible obtenido depende la composición de la biomasa introducida en el gasificador, la tecnología utilizada para su obtención, el agente gasificante o la relación agente gasificante/biomasa. El agente gasificante más utilizado es el aire.

El proceso de obtención del gas se compone de cuatro etapas: secado, pirólisis, combustión y reducción.

En el secado la biomasa introducida al gasificador se calienta y seca, de manera que se reduce parte de la humedad que contiene hasta un 7-20%.

En la pirólisis se realiza un proceso de descomposición térmica en un entorno anaerobio a temperaturas de entre 300°C y 500°C de manera que se reduzca el tamaño de las moléculas más pesadas de hidrocarburos. (All Power Labs, 2020)

Durante la oxidación se añade el agente gasificante para oxidar los gases presentes en el reactor, que más tarde pasarán a la etapa de reducción que dará como resultado el producto final.

Dentro de los gasificadores, existen dos tipos:

- **Gasificador de lecho fijo:** a su vez dividido en *updraft*, en el que el agente gasificante y combustible circulan en sentidos opuestos y *downdraft*, en el que el agente gasificante y el combustible siguen corrientes paralelas.
- **Gasificador de lecho fluido:** en el que el combustible entra en contacto con el agente gasificante desde el principio y experimenta todas las etapas hasta convertirse en syngas. (Ruan, y otros, 2019)

Se estima la vida útil de los gasificadores en 20 años, con una media de 8,7 años en funcionamiento (Aberilla, Gallego-Scmidt, & Azapagic, 2019). Sin embargo, al ser una tecnología tan reciente, si vida útil puede variar ampliamente en función del fabricante o las horas de funcionamiento.

3.6 TECNOLOGÍAS AUXILIARES

3.6.1 Inversor

Un inversor es el componente necesario para transformar la corriente continua generada por una instalación solar en corriente alterna, algo totalmente necesario ya que la mayoría de los elementos de una vivienda funcionan con esta corriente. Esto permite obtener corrientes alternas de 230 o 400 voltios a partir de corrientes continuas de 12, 24 o 48 voltios, con una frecuencia a convenir (Departamento de Ingeniería Química y Nuclear, 2019), 50 Hz en el caso de la RDC (International Electrotechnical Commission, 2020).

3.6.2 Batería

La batería es un elemento esencial en un sistema aislado, ya que funciona como acumulador de energía para abastecer la demanda en las horas sin producción de energía.

Su capacidad se define como la electricidad que puede obtenerse en un ciclo de descarga y se mide en amperios/hora (Ah). Su vida útil está altamente influenciada por los ciclos de carga y descarga y de la profundidad de descarga. Además de esto, las altas temperaturas perjudican gravemente su vida útil. (Tecnosol, 2016)

Los tipos de batería más comunes son los siguientes.

- **Baterías Monoblock:** son las más usadas en pequeñas instalaciones fotovoltaicas debido a su relación calidad/precio. Sus placas están reforzadas con rejilla y un aislamiento especial (SAClima, 2020). Su vida útil ronda los 600 ciclos con descargas entre el 30% y el 40% de profundidad (Quetzal Ingeniería, 2020).
- **Baterías AGM:** tienen válvulas que regulan los gases internos para evitar pérdidas y así elevar el rendimiento. Se usan cuando se requieren corrientes elevadas en cortos espacios de tiempo. Tienen una mayor vida útil que las baterías anteriores, entorno a unos 1000 ciclos con una profundidad de descarga del 40%.
- **Baterías OPzS:** tienen una larga vida útil y permiten profundos ciclos de descarga, lo que las hace ideales para instalaciones que requieran consumo diario durante largos periodos de tiempo. Su vida útil roza los 2500 ciclos con una profundidad de descarga óptima del 50%.
- **Baterías OPzV:** requieren escaso mantenimiento y presentan un funcionamiento cíclico de gran calidad, por lo que son comúnmente usadas en instalaciones de tamaño medio y grande. Un poco más duraderas que las baterías OPzS, rondan los 2900 ciclos de vida útil con una profundidad de descarga óptima del 50%.
- **Baterías de litio:** permiten ciclos de carga y descarga, al contrario que el resto de baterías y tienen una larga vida útil, de unos 6000 ciclos con profundidades de descarga entre el 80% y el 90%. Además, proporcionan un servicio ininterrumpido incluso en caso de fallo de alimentación.

3.6.3 Regulador de carga

Un regulador de carga se sitúa entre la fuente de energía y la batería, controlando el flujo energético que circula entre ambas.

Análisis alternativas para el suministro eléctrico basado en renovables en Bukafu-Kasambule (República Democrática del Congo)

Este control se centra en los parámetros de intensidad y voltaje inyectados en la batería y su estado de carga, optimizando así el llenado y alargando su vida útil. (Departamento de Ingeniería Química y Nuclear, 2019)

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA

A la hora de dimensionar un sistema energético, es importante conocer las necesidades de la red que se va a alimentar, así como los recursos disponibles de los que se aprovechará el sistema. Para ello, el primer paso para dimensionar este sistema es el análisis del caso de estudio, que estará formado por la caracterización de la demanda y el estudio de los recursos disponibles.

Para caracterizar la demanda, habrá que establecer un consumo horario en función de las distintas cargas que alimentará el sistema, ya sea iluminación, vivienda o industria, además de separar este consumo en días laborables y días festivos.

En cuanto al estudio de los recursos disponibles, se analizará la disponibilidad del recurso eólico, solar e hídrico, además del coste de la biomasa a utilizar y del diésel que se usará para alimentar un generador en caso de ser necesario.

Posteriormente, y siempre acorde a la cantidad de cada recurso disponible, se escogerán los modelos comerciales de cada elemento que conformará el sistema, como un aerogenerador, una turbina hidroeléctrica o paneles fotovoltaicos. Además de escoger el modelo correcto, será importante conocer el coste de inversión, el de mantenimiento o el de operación de cada elemento para estimar de una manera fiel el coste final de la instalación.

Una vez escogidos los distintos elementos del sistema, se establecerán tres escenarios en función de los parámetros técnicos de la fracción renovable y la demanda no cubierta. La elección de estos escenarios se basará en la situación del panorama energético de la RDC, la disponibilidad de recursos del caso de estudio y las limitaciones de los elementos elegidos para formar parte del sistema.

Todas estas variables se introducirán en el *software* HOMER Pro para realizar las simulaciones, en las que las restricciones serán los tres escenarios. Para cada escenario, se escogerán tres configuraciones distintas, intentando escoger una muestra representativa de cada tecnología para observar cómo afecta su uso al sistema.

Tras haber simulado cada configuración, se recogerán una serie de parámetros técnicos y económicos que servirán para seleccionar las tres mejores configuraciones.

A estas configuraciones se les someterá a un análisis de sensibilidad a la variación de los recursos aprovechados por ellas y al precio del combustible en el caso de que un gasificador o un generador diésel forme parte de alguna de las configuraciones escogidas.

Finalmente, utilizando los resultados del análisis de sensibilidad se escogerá la configuración óptima para nuestra instalación.

En la página siguiente se muestra un diagrama de flujo a modo de resumen de la metodología a seguir.

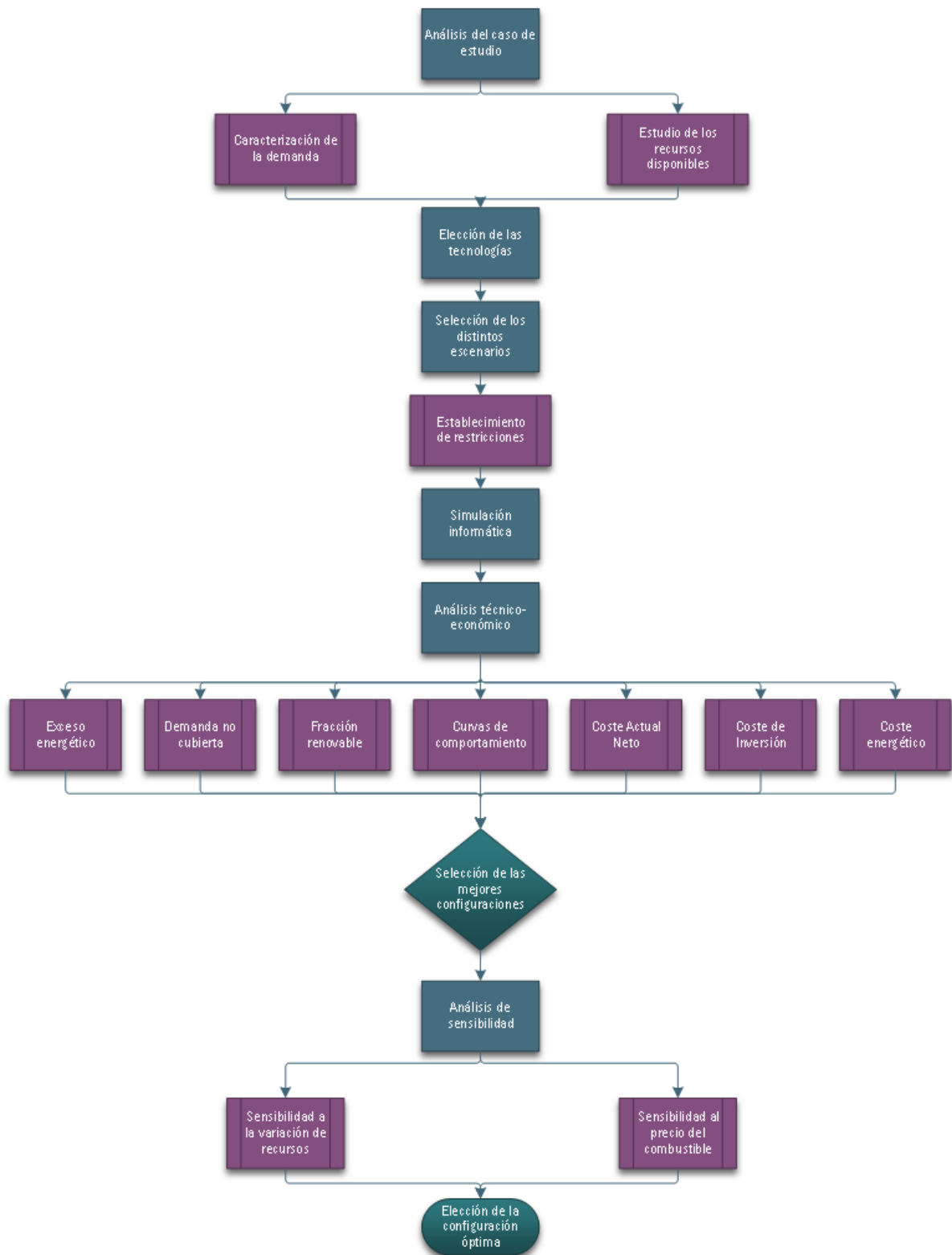


Ilustración 12 Diagrama de flujo de la metodología del proyecto Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO 5. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

5.1 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

Bukafu-Kasambule se encuentra en las coordenadas 3°38' S, 26°17' E, a una altura de 565 metros sobre el nivel del mar. (Google, 2020)

Según los datos más recientes, la localidad congoleña cuenta con aproximadamente 6.000 habitantes, repartidos en 600 viviendas. Las principales actividades económicas del municipio son los cultivos alimentarios, principalmente de plátano, maíz, ñame y patata; y la cría de cerdos, ovejas, cabras y aves de corral.

Su demanda energética proviene de la explotación de los nombrados recursos, además de la extracción de agua, pequeña artesanía, una cámara fría usada para la conservación del alimento y del escaso alumbrado público.

	Unidades	Consumo diario (kWh)	Potencia utilizable (kW)
Molino de harina	2	240	40
Descascaradora de maíz	1	240	40
Cámara frigorífica	1	2.800	120
Pequeños artesanos	10	210	30
Bomba de agua	1	300	50
Matadero	1	50	10

Tabla 2 Consumo energético de Bukafu-Kasambule Fuente: Atlas de Energías Renovables de la RDC

La potencia utilizada por la maquinaria asciende a 290 kW, sin embargo, esta maquinaria no estará en funcionamiento las 24 horas del día, ni simultáneamente, ni trabajando a máxima potencia, por lo que se le aplica a esta potencia un factor de corrección, que se explicará más adelante. Al alumbrado público se le asigna una potencia instalada de 20,16 kW, mientras que la potencia instalada en las viviendas será de 153,8 kW. Aplicando otro factor de corrección y conociendo el número de viviendas, se puede obtener que la potencia instalada por cada vivienda es de 1,4 kW (Ministere des Ressources Hydrauliques et electricite, 2014).

De acuerdo con este último dato, se va a recrear una vivienda tipo, de manera que se desglose el consumo total en distintos elementos de la vida diaria. En este caso se han escogido los siguientes elementos:

- 10 bombillas de 12 W
- Un ventilador de 80 W
- Una televisión de 85 W
- Una radio de 15 W
- Hornillo de 800 W
- Mini frigorífico de 300 W

Con estos datos se estimará la demanda necesaria para realizar el análisis, esto es, la demanda durante la semana y en fin de semana. Para esto, se ha supuesto un horario laboral de 8:00 a 14:00 y de 16:00 a 20:00. Asimismo, gracias a los datos obtenidos sobre el consumo energético se ha podido obtener el número de horas de funcionamiento de la maquinaria para distribuir las de acuerdo con dicho horario laboral.

Además, conociendo que amanece a las 6:00 y anochece a las 18:00 aproximadamente (Sunrise and Sunset, 2020), se ha podido configurar la demanda de la iluminación urbana.

Para configurar la demanda de los fines de semana, se ha retrasado la hora en la que la población se despierta y se han eliminado las demandas correspondientes a la vida laboral excepto la potencia consumida por la bomba y la de la pequeña artesanía. Por otra parte, se ha aumentado el consumo relativo a medios de entretenimiento como la televisión o la radio.

Con todas estas consideraciones, la demanda horaria de días laborables y festivos desglosada según el sector sería la siguiente:

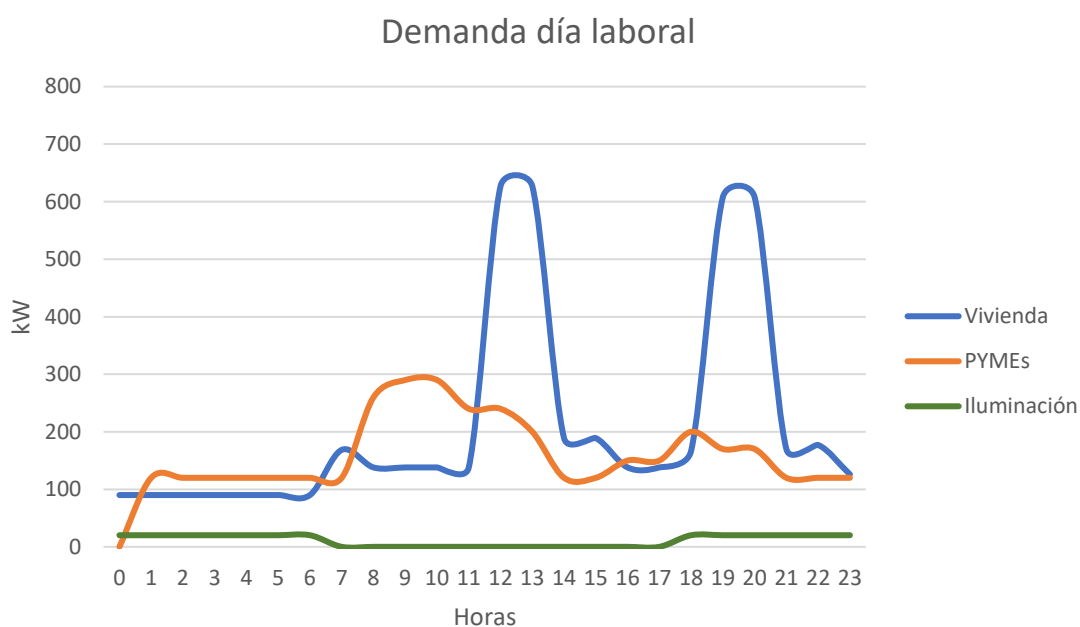


Ilustración 13 Demanda segregada del día laboral Fuente: Elaboración propia



Ilustración 14 Demanda segregada del día festivo Fuente: Elaboración propia

Finalmente, la demanda horaria total de los días laborales y festivos sería la mostrada a continuación:

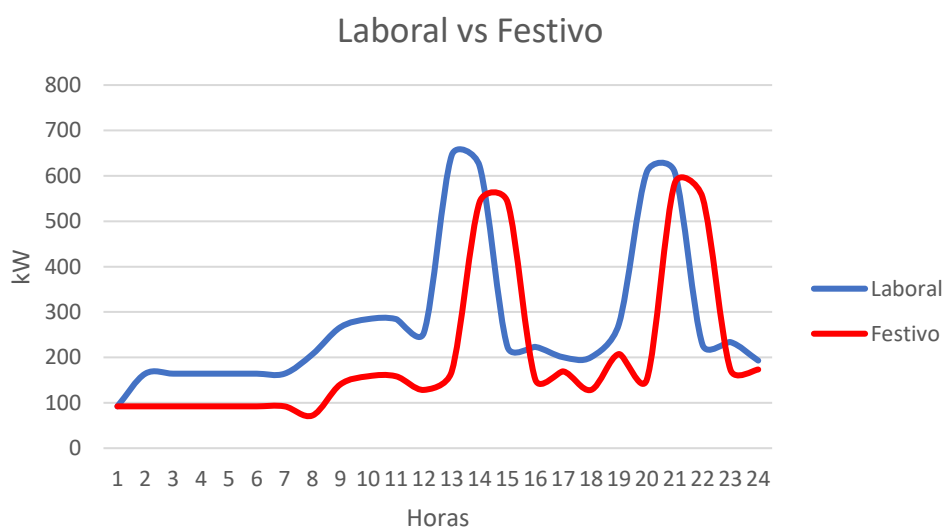


Ilustración 15 Demanda total de los días laborales y festivos Fuente: Elaboración propia

Para realizar un correcto análisis de la demanda, además del desglose es importante conocer su valor medio y su valor pico, que en este caso son 255,1 kW y 645,6 kW respectivamente, siendo el pico de potencia de 12:00 a 13:00. Se destaca también otro segundo pico de potencia de 608,4 kW de 19:00 a 21:00. Estos picos se ven reducidos a 542,4 kW de 13:00 a 15:00 y 582,96 kW de 20:00 a 21:00 durante los fines de semana.

Para el cálculo de estos valores, se han usado coeficientes correctores de potencia que varían según la carga a la que corresponda la demanda. En el caso de la demanda proveniente de las viviendas, el factor es de 0,7, sin embargo, se ha usado 0,8 para proporcionar cierto margen de seguridad al dimensionamiento, y para evitar que, al electrificar la población con el consiguiente

aumento de la demanda, el sistema no sea capaz de suministrar la demanda necesaria. El coeficiente corrector de las PYMES está mucho más ajustado por lo que no es necesario dejar el margen de seguridad, multiplicando finalmente la demanda nominal por 0,6 (Ministere des Ressources Hydrauliques et electricite, 2014).

5.2 RECURSOS

5.2.1 Recurso hidráulico

A 31 km hacia el oeste de Bukafu-Kasambule se haya un salto de agua de 3,25 metros en el transcurso del Río Lualaba, nombre que recibe el río Congo en su curso alto. En esta parte, el río lleva un caudal de 2.150 m³/s, lo que proporcionaría una potencia de 50 MW. (Ministere des Ressources Hydrauliques et electricite, 2014)

Debido a la falta de datos se ha tenido que estimar la media mensual del caudal en función de las precipitaciones. Para ello, se ha medido el área del cauce del río a lo largo de 50 metros, añadiendo 50 metros de cada orilla para tener en cuenta la escorrentía. Una vez conocida esta área, y sabiendo que las precipitaciones se miden en milímetros o, lo que es lo mismo, litros por metro cuadrado; se ha calculado el incremento del caudal debido a las precipitaciones.

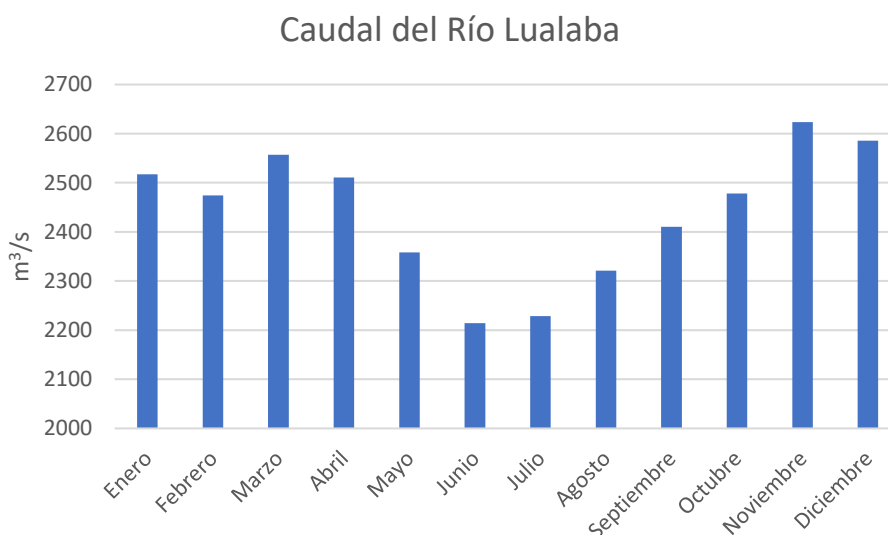


Ilustración 16 Caudal del Río Lualaba Fuente: Elaboración propia

A pesar del elevado caudal, la distancia a la población, la escasa altura de salto y la alta dependencia de precipitaciones hace que una central hidroeléctrica de 50MW no sea viable ya que la inversión inicial estimada sería de 120 millones de dólares, por lo que habrá que reducir la potencia instalada.

5.2.2 Recurso solar

Se ha obtenido que la media diaria de irradiación es de 5,48 kWh/m², a partir de datos de la estación meteorológica más cercana. (Energyplus, 2020)

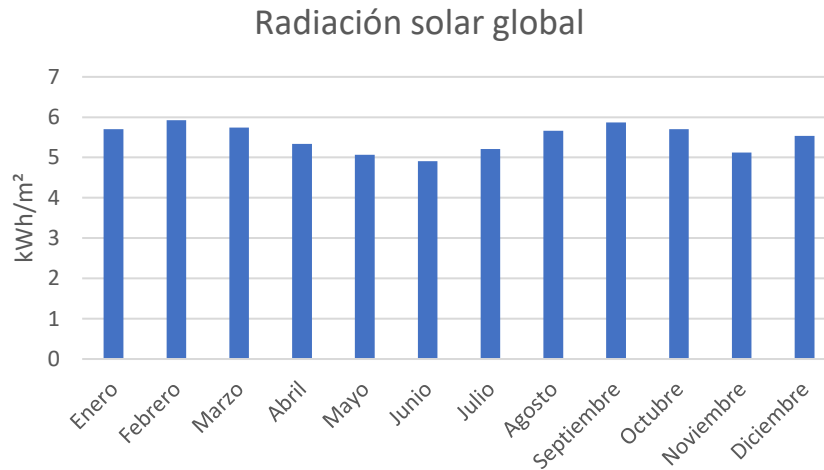


Ilustración 17 Radiación solar global de Bukafu-Kasambule Fuente: Energyplus

5.2.3 Recurso eólico

En base a la web del fabricante de aerogeneradores Enair, se ha obtenido la distribución de Weibull y la rosa de los vientos de Bukafu-Kasambule, además de una distribución mensual de la velocidad del viento, con una media de 2,2 m/s.

La rosa de los vientos nos indica que la dirección predominante del viento es hacia el norte y el nornoreste, por lo que habrá que orientar los aerogeneradores en esa dirección.

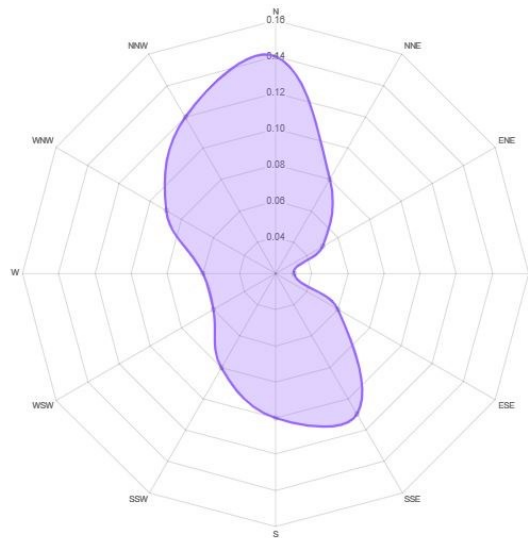


Ilustración 18 Rosa de los vientos de Bukafu-Kasambule Fuente: Enair

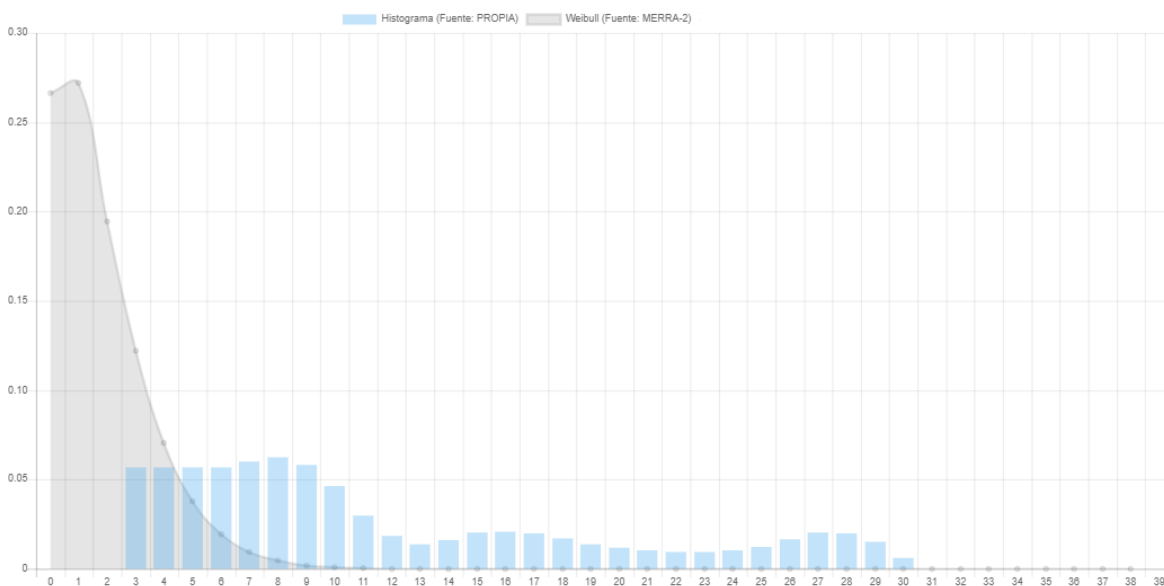


Ilustración 19 Distribución de Weibull de Bukafu-Kasambule Fuente: Enair

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Velocidad (m/s)	1,9	2,2	2,0	2,0	2,1	2,4	2,6	2,8	3,0	2,4	1,7	1,7

Tabla 3 Velocidad del viento en Bukafu-Kasambule Fuente: Enair

Al ser el viento en la zona una fuente tan escasa, y teniendo en cuenta su aleatoriedad, se ha decidido no usar aerogeneradores en el sistema.

5.2.4 Diésel

En el caso de no poder configurar un sistema completamente renovable, se usará un generador eléctrico alimentado con diésel. Las propiedades de este combustible son las siguientes:

- Densidad de 850 kg/m³ (Speight, 2011)
- Poder calorífico de 43,10 MJ/kg (Demirel, 2016)
- Precio de 1,20 €/l (Global Petrol Prices, 2020)

5.2.5 Biomasa

Como se ha comentado en el apartado 4.1, una de las principales actividades económicas de Bukafu-Kasambule es la agricultura, en concreto el cultivo de plátano, maíz, ñame y patata. Gracias a esto presenta un gran potencial para la fabricación de biomasa, ya que solo requeriría un gasificador.

De entre los cultivos seleccionados se ha escogido el maíz ya que, al existir una descascaradora de maíz en la población, la materia prima ya estará presente. Sus propiedades son las siguientes:

- Poder calorífico inferior de 15,68 MJ/kg (Phyllis, 2020)
- 43,98% de Carbono (Phyllis, 2020)
- Precio de 151,48 €/tonelada (Index Mundi, 2020)

Con los datos proporcionados por el Atlas de las Energías Renovables de la RDC, se ha podido estimar la producción media de cultivo de maíz en Bukafu-Kasambule. A partir del Atlas, se ha obtenido el cultivo medio de maíz de la provincia de Maniema, que conforma un 4,16% de las 1.450.000 toneladas anuales. Si se promedia este dato a la producción por habitante, se obtiene que cada habitante produce 48,38 kg anuales de cultivo de maíz. Teniendo en cuenta que la población de Bukafu-Kasambule es de aproximadamente 600 habitantes, la producción anual de la localidad se estimaría en 290,28 toneladas anuales. Suponiendo que el almacenamiento de materia prima sea posible para mantener estable el suministro mensual, el gasificador dispondrá de 24,19 toneladas cada mes.

5.3 TECNOLOGÍAS

5.3.1 Panel fotovoltaico

Debido a su bajo coste y su relación peso/potencia se ha elegido el panel A-370M GS de la marca ATERSA. El panel cuenta con una potencia de 370 W.

Como se ha mencionado en el apartado 3.1, se puede caracterizar los paneles solares según su fabricación. En este caso, el panel A-370 M GS es un panel policristalino.

En función de la irradiación y la temperatura instantánea el panel proporcionara distintos valores de corriente, lo que se detalla en las gráficas proporcionados por el fabricante.

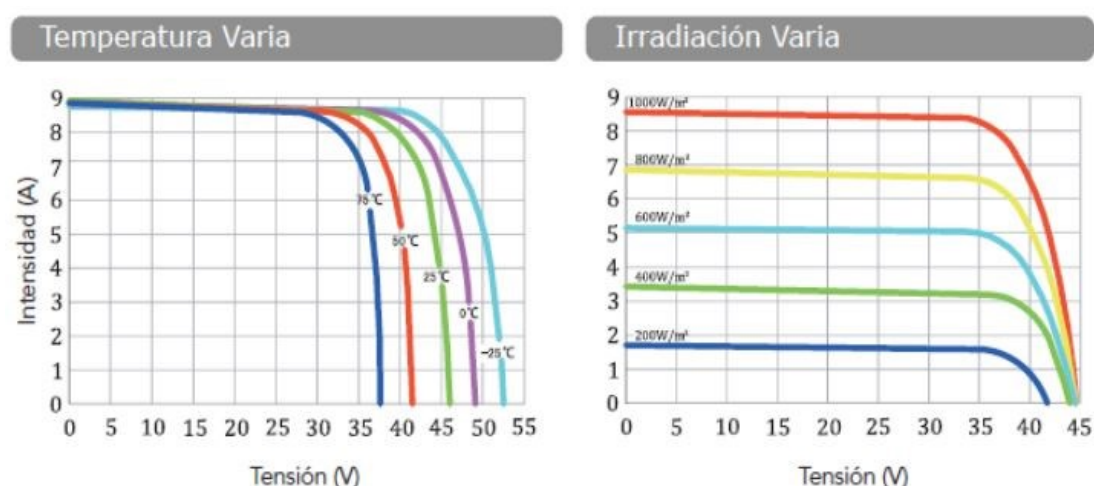


Ilustración 20 Curvas I-V del Panel fotovoltaico Atersa A-370M GS Fuente: Ficha técnica

Se ha recurrido al Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE, 2011) para obtener los costes de la instalación. El coste de cada panel es de 224 €, mientras que los costes del resto de la instalación se estiman en 0,56 €/W. Por otra parte, los costes de mantenimiento ascienden a 47.200 €/MW para cada año. En la siguiente tabla se detallan los gastos por kW instalado:

Coste de inversión (€/kW)	Coste de reemplazo (€/kW)	Coste anual de mantenimiento (€/kW)
1.165	605	47,2

Tabla 4 Costes del Panel Fotovoltaico Atersa A-370M P GS Fuente: Elaboración propia

5.3.2 Turbina hidráulica

Como se ha indicado en el apartado 4.2.1, aunque el caudal de agua es muy elevado, el escaso altura del salto de agua es un factor limitante a la hora de elegir la turbina adecuada para el sistema, por lo que se ha escogido una turbina tipo Kaplan, ya que están optimizadas para grandes caudales y pequeños saltos.

Se ha escogido la turbina Litobulb del fabricante Litostroj Power por su ajuste perfecto al recurso del que se dispone. Observando la curva de funcionamiento proporcionada por el fabricante, se obtiene que con un salto de 3,25 metros y utilizando un caudal de 15 m³/s, la turbina produciría 0,4 MW.



Ilustración 21 Curvas de funcionamiento de la turbina hidráulica Litostroj Power Litobulb Fuente: Ficha técnica

El Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE, 2011) estima el coste de inversión para centrales de agua fluyente en 1,44 M€/MW, y el coste de operación y mantenimiento en 50 €/kW. El coste de la turbina conforma el 30% del gasto total de inversión. Con estos datos se ha elaborado la siguiente tabla en la que se muestran los costes por kW instalado:

Coste de inversión (€/kW)	Coste de reemplazo (€/kW)	Coste anual de mantenimiento (€/kW)
1.440	432	50

Tabla 5 Costes de la turbina hidráulica Litostroj Power Litobulb Fuente: Elaboración propia

5.3.3 Generador diésel

En el caso de que el recurso natural no sea suficiente para abastecer las demandas energéticas de la población, será necesario instalar uno o varios generadores para complementar a las tecnologías renovables.

En este caso, se ha escogido el grupo electrógeno Cummins TG55C, que entrega 40kW/50kVA nominales, y además cuenta con la ventaja de estar insonorizado.



Ilustración 22 Generador Diésel Cummins TG55C Fuente: Web del fabricante

El precio del generador es de 9.846,76 € y el coste de instalación, en esta ocasión extraído de (Cype Ingenieros, 2020) se ha estimado en 262,55 €. Suponiendo que el generador esté en funcionamiento el 50% del día, el coste de mantenimiento se estima en 0,7183 € por hora. Estos costes se han representado en la siguiente tabla con su valor en €/kW.

Coste de inversión (€/kW)	Coste de reemplazo (€/kW)	Coste anual de mantenimiento (€/kW)
252,732	246,17	0,014

Tabla 6 Costes del generador diésel Cummins TG55C Fuente: Elaboración propia

5.3.4 Gasificador de biomasa

Dado que la explotación de biomasa es una tecnología en desarrollo, existe solo un pequeño número de referencias comerciales de gasificadores de biomasa.

Se ha elegido el Power Pallet PP30 de la marca All Power Labs debido a que no necesita de equipo adicional para producir la energía



Ilustración 23 All Power Labs Power Pallet PP30 Fuente: Web del fabricante

El precio del gasificador es de 50.000 \$, que se traduce en 45.960 €. El Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE, 2011) estima un ahorro del 13% en el coste de reemplazo respecto al de inversión, por lo que este último sería de 2077,4 €/kW y el coste de mantenimiento en 1 €/h. Se representan dichos costes en la siguiente tabla:

Coste de inversión (€/kW)	Coste de reemplazo (€/kW)	Coste anual de mantenimiento (€/kW)
2077,4	1.838,4	0,04

Tabla 7 Costes del gasificador Power Pallet PP30 Fuente: Elaboración propia

5.3.5 Baterías

Se ha escogido la batería ZCell del fabricante Redflow por su elevada capacidad. El precio de cada batería es de 8.800 €, mientras que los costes de mantenimiento son de aproximadamente 20 €/año por cada batería (Cype Ingenieros, 2020). Los costes de inversión son iguales a los de reemplazo ya que no requiere de instalación. Se representan dichos costes en la siguiente tabla:

Coste de inversión (€/batería)	Coste de reemplazo (€/batería)	Coste anual de mantenimiento (€/batería)
8.800	8.800	20

Tabla 8 Costes de la batería Redflow Zcell Fuente: Elaboración propia

5.3.6 Inversor

En el segundo caso se ha escogido el inversor XTH 8000-48 del fabricante Studer Xtender, con una potencia nominal de 8 kW. Se precio es de 4.719 €. Se ha recurrido a (Cype Ingenieros, 2020) para la estimación de los costes de instalación y mantenimiento, fijados en 27,9 €/kW y 16,67 €/kW respectivamente. Se resumen en la siguiente tabla:

Coste de inversión (€/kW)	Coste de reemplazo (€/kW)	Coste anual de mantenimiento (€/kW)
617,775	589,875	16,67

Tabla 9 Costes del inversor Studer Xtender XTH 8000-48 Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DEL DIMENSIONAMIENTO

6.1 DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS

Con el fin de poder comparar las distintas configuraciones, se establecen unos parámetros que responden a aspectos técnicos y económicos:

- **Inversión inicial:** es el desembolso inicial que se realiza para poner en funcionamiento el sistema energético.
- **Coste actual neto (CAN):** representa el valor actual de la instalación, obtenido de la resta de los beneficios obtenidos por ésta a los costes de instalación, operación y mantenimiento a lo largo de su vida útil. El CAN actúa a la inversa que el VAN, es decir, la configuración que tenga un mayor CAN será la menos rentable.
- **Coste de electricidad:** coste promedio de cada kWh generado, obtenido de la energía producida dividida por el total invertido en la instalación.
- **Plazo de recuperación:** periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Cuanto menor sea este número, más rentable será la instalación.
- **Fracción de renovables:** porcentaje de energía producida por fuentes de energía renovables con respecto del total de energía producida.
- **Exceso eléctrico:** energía eléctrica producida que no será consumida. Esto se debe a que en ocasiones la producción es superior a la demanda y las baterías no son capaces de almacenar esta energía sobrante. Cuando esto sucede, se puede destinar esta energía a otros fines como el bombeo de agua a un depósito para hacer uso de ella en momentos de menos producción.
- **Uso de combustible:** en el caso del generador o el gasificador, se requiere combustible para que funcionen. Se medirán los litros de diésel y los kg de biomasa utilizados por el sistema.

6.2 ESCENARIOS

Se van a establecer tres escenarios distintos a la hora de hacer el análisis, en función del tipo de tecnología que incorporen, para observar cómo variarán los costes y los parámetros técnicos y económicos según que tecnología esté en funcionamiento.

Los escenarios escogidos serán los siguientes:

- **100% diésel:** será el punto de partida del sistema, ya que es conveniente conocer el coste del sistema utilizando un 100% de energía no renovable pero ajustado perfectamente a la demanda de la población. Servirá para comparar el resto de los escenarios con él.
- **Minihidráulica junto a generadores diésel o gasificadores para cubrir los picos de demanda:** Se utilizará la central minihidráulica para cubrir la demanda base de la población, y generadores diésel o gasificadores para el incremento en la demanda que suponen los picos mencionados en el apartado 5.1. De este modo, se comprobará cuánto disminuyen los costes al reducir la potencia instalada en generadores diésel y si existe algún inconveniente en el uso de la energía hidráulica.

- **Minihidráulica junto a generadores diésel, renovables y baterías:** Este escenario intentará aumentar la fracción renovable. Su funcionamiento será análogo al escenario anterior, pero además de usar generadores diésel o gasificadores para cubrir los picos de demanda, podrá utilizar paneles fotovoltaicos y baterías, que podrán ser cargadas en los momentos de menor demanda para ser usadas en caso de necesidad durante los picos.

6.3 ESCENARIO 1

6.3.1 Configuración 1

Como se ha comentado en el apartado 6.2, esta configuración dependerá íntegramente de generadores diésel para la generación de energía, siendo necesarios 16 generadores diésel Cummins TG55C de 40 kW de potencia para cubrir totalmente la demanda. A consecuencia de esto, el coste de inversión será muy reducido, sin embargo, los costes derivados del mantenimiento y el combustible harán que, a lo largo de la vida del proyecto, el coste vaya aumentando gradualmente. Esto, junto con el resto de los parámetros técnicos y económicos se pueden observar en la siguiente tabla:

Parámetros técnicos			
Fracción renovable		Exceso energético	
0%		0%	
Parámetros económicos			
Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
161.748 €	11.368.608 €	0,3937 €/kWh	0,1837 años
Combustible			
Diésel			
647.462 l/año			

Tabla 10 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia

Al entrar en funcionamiento los generadores únicamente cuando la demanda lo requiere, no hay exceso energético y, por el mismo motivo, la demanda no cubierta es nula. Por otra parte, como ya se había supuesto anteriormente, el gasto de combustible es muy elevado y, mientras que el coste de inversión es ínfimo, el coste actual neto es prohibitivo, lo que deriva en un coste energético muy por encima de la media europea de 0.128 €/kWh (Eurostat, 2020).

El comportamiento de esta configuración es sencillo de analizar, ya que la curva de comportamiento de los generadores es la misma que la curva de demanda, como se muestra a continuación. Para realizar el análisis, se ha escogido la semana del 29 de junio al 6 de julio.

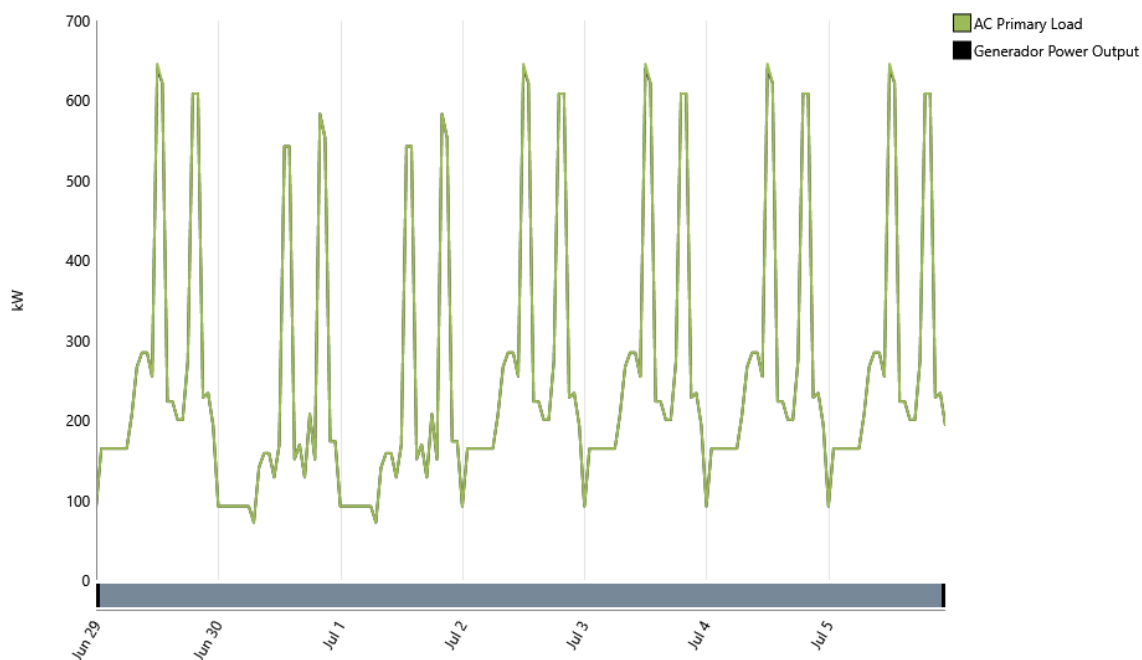


Ilustración 24 Curvas de comportamiento de la configuración 1 (29/06-06/07)

En lo referente al ámbito económico, y como ya se ha comentado en repetidas ocasiones, el uso único de los generadores diésel hace que el coste actual neto sea excesivo. A continuación, se muestra el desglose de costes de esta configuración:

Componente	Capital anual	Coste anual de reemplazo	Coste anual de mantenimiento	Coste anual del combustible	Coste anual total
Generador diésel	12.512 €	11.873 €	78.490 €	776.954 €	879.411 €
Total	12.512 €	11.873 €	78.490 €	776.954 €	879.411 €

Tabla 11 Desglose de costes de la configuración 1 Fuente: Elaboración propia

A simple vista se puede apreciar que el mayor coste en el que incurre esta configuración es el del combustible, que constituye el 88,35% del coste total de la instalación.

A causa de este elevado uso de combustible, las emisiones de esta configuración serán muy contaminantes, llegando a las 196,36 toneladas de CO₂ anuales, calculadas a partir del factor de emisiones del mix eléctrico (Red Eléctrica de España, 2020). Por este motivo en las siguientes configuraciones se incluirán tecnologías renovables para mitigar este efecto.

6.4 ESCENARIO 2

Para este escenario, se ha configurado la central hidráulica de tal manera que cubra la demanda base, mientras que los encargados de cubrir los picos de demanda sean o bien los generadores diésel o bien los gasificadores. Para este efecto, cada configuración estimará un caudal distinto a usar por la turbina teniendo en cuenta la eficiencia de la turbina y las pérdidas de la instalación.

6.4.1 Configuración 2

En esta configuración, el equipo responsable de cubrir los picos de demanda será el generador diésel, que al contar con el apoyo de la central hidráulica verá sus horas de funcionamiento considerablemente reducidas. El sistema estará formado por los siguientes elementos:

- Central minihidráulica fluyente de 215 kW de potencia.
- 11 generadores diésel Cummins TG55C de 40 kW de potencia.

En este caso se ha estimado el caudal necesario para la turbina en 9 m³/s. Por tanto, la potencia nominal de la central minihidráulica será de 215 kW, sin embargo, al tener en cuenta la eficiencia de la turbina y las pérdidas de la instalación, la turbina entregará 202 kW, una potencia ligeramente menor que la demanda media, lo que mantendrá el exceso energético dentro de unos límites aceptables. Este y el resto de los parámetros técnicos y económicos se pueden observar en la tabla siguiente:

Parámetros técnicos			
Fracción renovable		Exceso energético	
68,4%		9,59%	
Parámetros económicos			
Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
421.100 €	4.107.546 €	0,1422 €/kWh	1,324 años
Combustible			
Diésel			
205.866 l/año			

Tabla 12 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Gracias a la inclusión de la central hidroeléctrica, la fracción renovable se ha visto incrementada, además de haber reducido en un 64,21% el coste energético con respecto al caso anterior. No obstante, este coste sigue estando por encima de la media europea.

Por otra parte, el uso de la turbina hidráulica ha hecho que el exceso energético se vea aumentado, debido a que la turbina funciona de manera continua, independientemente de la demanda. Por tanto, estará en funcionamiento aun cuando la demanda sea menor que sus 202 kW de potencia efectiva. Este efecto se puede apreciar claramente en las curvas de funcionamiento del sistema, que se muestran a continuación:

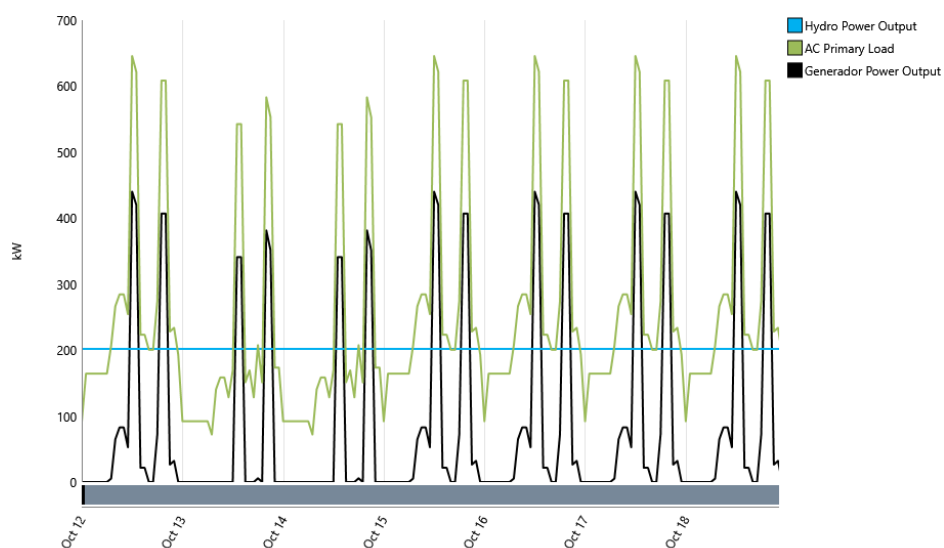


Ilustración 25 Curvas de comportamiento de la configuración 2 (12/10-19/10) Fuente: Homer

Para que una variación en el caudal afectase a la turbina, el caudal tendría que verse reducido en un 99,58%, por lo que se ha considerado que independientemente de la época del año, la entrega de potencia será constante. Por tanto, se ha escogido la semana comprendida entre el 12 y el 19 de octubre.

Como se ha comentado anteriormente, la turbina cubrirá la mayor parte de la demanda exceptuando los momentos de mayor demanda, que se darán de 6:00 a 23:00 los días laborales y de 12:00 a 15:00 y de 19:00 a 22:00 durante los días festivos, horas en las que se superan los 202 kW que la turbina es capaz de suministrar.

Es en estas horas de mayor demanda cuando los generadores diésel se harán cargo de la demanda restante, ajustándose a su curva y, por tanto, no generando ningún exceso energético.

Esto a su vez hará que los generadores diésel trabajen un menor número de horas que en la configuración anterior, reduciendo así su coste de operación y mantenimiento, junto a los costes derivados del combustible que, como ya se ha visto anteriormente, es la mayor parte del coste total de un generador diésel. A consecuencia de la reducción del uso del combustible, las emisiones de esta configuración serán de 62,422 toneladas de CO₂ anuales, un 68,21% menos que en la configuración 1.

Con esto se ha conseguido una reducción del 63,87% del coste actual de la instalación, lo que convierte a esta configuración en una opción mucho más viable que la configuración anterior, además de mucho menos contaminante.

El desglose de los costes anuales de la instalación se puede consultar en la tabla que se presenta a continuación:

Componente	Capital anual	Coste anual de reemplazo	Coste anual de mantenimiento	Coste anual del combustible	Coste anual total
Generador diésel	8.602 €	2.933 €	25.712 €	247.039 €	283.004 €
Central hidroeléctrica	23.972€	0 €	10.760 €	0 €	34.732 €
Total	32.574 €	2.933 €	36.472 €	247.039 €	317.737 €

Tabla 13 Desglose de costes de la configuración 2 Fuente: Elaboración propia

Analizando la tabla, se observa que el coste del combustible se ha reducido a más de la tercera parte del coste de la configuración anterior, al igual que el coste de mantenimiento de los generadores diésel. No obstante, el coste de los generadores con relación a su potencia, de 643,2 €/kW, es mucho más elevado que el de la central hidroeléctrica, que es de 161,54 €/kW.

6.4.2 Configuración 3

Para esta segunda configuración, se ha tenido que elevar la potencia instalada, por lo que el caudal usado será de 11,4 m³/s ya que se cuenta con el factor limitante de la disponibilidad de la biomasa utilizada por los gasificadores, que en el apartado 5.2.5 se ha fijado en 290,28 toneladas anuales. Teniendo esto en cuenta, esta configuración estará formada por los siguientes elementos:

- Minicentral hidráulica fluyente de 273 kW de potencia.
- 16 gasificadores Power Pallet PP30 de 25kW de potencia.

Con el nuevo caudal de funcionamiento, la potencia nominal de la central hidroeléctrica es de 273 kW, mientras que la potencia media que suministra es de 255 kW. Esto elevará el exceso energético con respecto a la configuración anterior, pero reducirá el coste actual neto de la instalación junto con el coste energético, al ser una energía mucho más barata. Por otra parte, al ser ambas fuentes renovables, la fracción renovable será del 100%.

Como se observa en la tabla mostrada a continuación, la biomasa consumida está muy cerca del límite de 290,28, aprovechando al máximo un recurso que se encuentra accesible en la misma población, sin necesidad de ser importado, al contrario que el diésel. Una consecuencia de esto es el abaratamiento de costes, lo que se ve reflejado en el coste energético que, por primera vez, se encuentra por debajo de la media europea. No obstante, a causa del aumento de potencia hidráulica instalada y del elevado coste del gasificador, la inversión inicial es superior que en la configuración anterior.

Parámetros técnicos			
Fracción renovable		Exceso energético	
100,0%		21,5%	
Parámetros económicos			
Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
1.223.497 €	3.037.705 €	0,1052 €/kWh	5,212 años
Combustible			
Biomasa			
285 t/año			

Tabla 14 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 3 Fuente: Elaboración propia

Como se ha mencionado en la introducción de la configuración, la disponibilidad del recurso de la biomasa ha forzado al sistema a aumentar el caudal, lo que ha causado el incremento del exceso energético que se muestra en la tabla anterior, producido durante las horas de menor demanda. Esto se aprecia mucho mejor en las curvas de comportamiento del sistema mostradas a continuación:

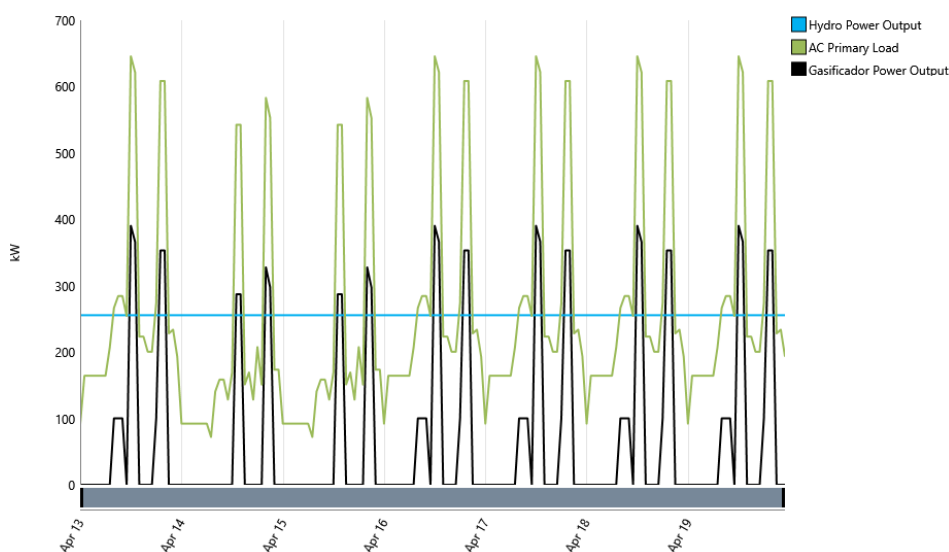


Ilustración 26 Curvas de comportamiento de la configuración 3 (13/04-20-04) Fuente: Homer

Al ser la potencia entregada por la turbina mayor que en la configuración anterior, los gasificadores trabajarán un menor número de horas que los generadores diésel, en concreto de 8:00 a 14:00 y de 18:00 a 21:00 los días laborables y de 12:00 a 15:00 y de 19:00 a 22:00 los días festivos, que en cómputo suman 40 horas semanales menos.

En lo referente a los costes de la instalación, la inversión inicial se ha incrementado en un 65,58% respecto a la configuración anterior. No obstante, esta inversión es recuperada gracias al bajo coste de la biomasa y a la mayor potencia hidráulica instalada, lo que se muestra en la tabla de costes de la instalación:

Componente	Capital anual	Coste anual de reemplazo	Coste anual de mantenimiento	Coste anual del combustible	Coste anual total
Gasificador	64.278 €	50.289 €	40.048 €	43.141 €	190.985 €
Central hidroeléctrica	30.364 €	0 €	13.630 €	0 €	43.994 €
Total	94.643 €	50.289 €	53.678 €	43.141 €	234.980 €

Tabla 15 Desglose de costes de la configuración 3 Fuente: Elaboración propia

Como ocurría en la configuración anterior, la relación coste/potencia de la tecnología auxiliar, de 477,462 €/kW, es mucho mayor que la de la central hidroeléctrica, de 161,15 €/kW.

6.5 ESCENARIO 3

Para este escenario se variará de nuevo la potencia hidráulica instalada, y con ella, el caudal utilizado para adaptarlo a las necesidades de cada configuración.

6.5.1 Configuración 4

Esta configuración incorporará de nuevo generadores diésel que actuarán en conjunto con paneles fotovoltaicos para suplementar la potencia generada por la central hidroeléctrica en los momentos de mayor demanda. En este caso, el caudal que alimentará la central se ha aumentado a 10,5 m³/s para que el número de paneles a instalar no sea desproporcionado. Al ser un caudal menor que en la configuración anterior, el exceso energético disminuirá, desperdiciándose así menos energía. Por tanto, los elementos que conformarán el sistema serán los siguientes:

- Minicentral hidráulica fluyente de 251 kW de potencia.
- 9 generadores diésel Cummins TG55C de 40 kW de potencia.
- 219 paneles fotovoltaicos Atersa A-370M GS de 370 W de potencia.
- 12 baterías Redflow ZCell.
- 7 inversores Studer Xtender XTH 8000-48 de 8kW de potencia.

Al complementar el uso de los generadores diésel con paneles fotovoltaicos, la fracción renovable aumentará y el uso de combustible se verá reducido, con el consiguiente descenso del coste energético. Sin embargo, debido a la inclusión de los paneles fotovoltaicos, lo que también crea la necesidad de incluir baterías e inversores, el coste de inversión se verá incrementado. Estos factores, junto con el resto de los parámetros técnicos se pueden observar en la siguiente tabla:

Parámetros técnicos			
Fracción renovable		Exceso energético	
78,9%		15,2%	
Parámetros económicos			
Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
687.127 €	3.042.804 €	0,1054 €/kWh	2,916 años
Combustible			
Diésel			
121.967 l/año			

Tabla 16 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 4 Fuente: Elaboración propia

Como se ha comentado en el párrafo anterior, el coste energético ha disminuido con respecto a la configuración 2, que no los incluía, en un 25,87%, quedando así por debajo de la media europea. Otra ventaja que ya se ha comentado es la disminución del uso de combustible fósil que, analizando los resultados del cálculo de la configuración, ha visto un decremento de casi la mitad, por lo que las emisiones se han reducido a 37 toneladas anuales de CO₂.

Para realizar un análisis en profundidad de la configuración se ha de recurrir a sus curvas de comportamiento, que en esta ocasión sí se verán influenciadas por la época del año, la que la radiación solar cambiará según el mes del año. Para ello, se compararán los meses con mayor y menor radiación solar para comprobar cómo afecta la radiación al sistema, que en este caso serán febrero y junio, siendo febrero el de mayor radiación y junio el de menor.

Para el caso de mayor radiación se ha escogido la semana del 16 al 23 de febrero, y para el segundo, la semana del 18 al 25 de junio.

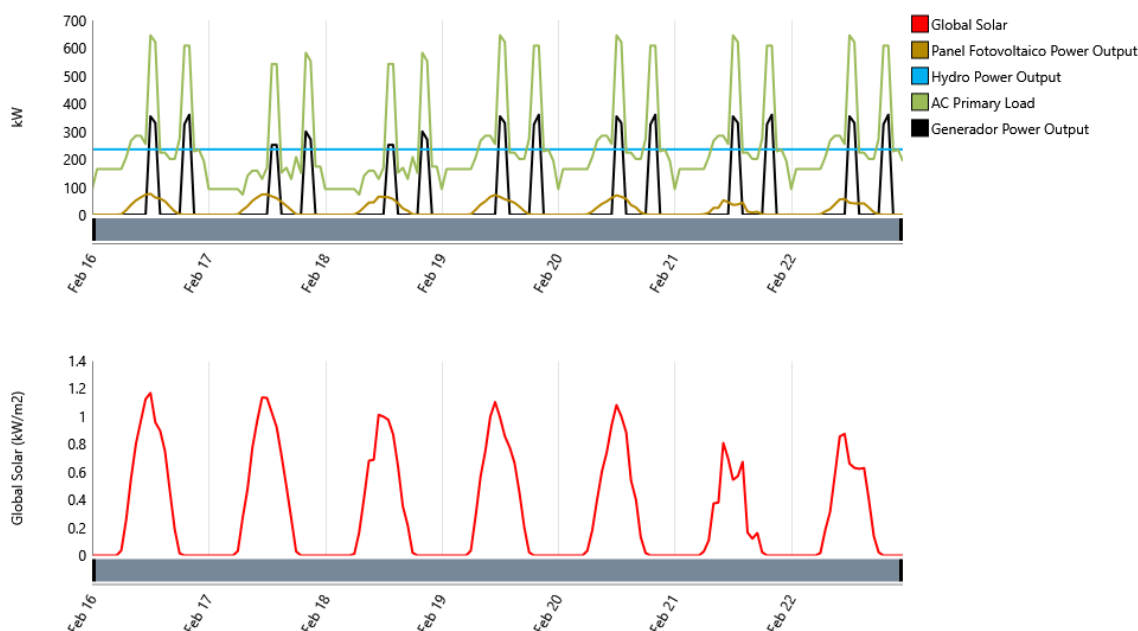


Ilustración 27 Curvas de comportamiento de la configuración 4 (16/02-23/02) Fuente: Homer

En primer lugar, se observa que el caudal de 10,5 m³/s hará que la turbina produzca 235 kW efectivos. En este primer caso, la radiación solar llega a alcanzar los 1,2 kW/m², haciendo que los paneles produzcan 75,22 kW a las 12:00 del 16 de febrero. De esta manera, el sistema es capaz de cubrir la demanda de 7:00 a 10:00, que es mayor que los 235 kW producidos por la central

hidroeléctrica, sin hacer uso de los generadores diésel. Sin embargo, para el pico de potencia que se da al mediodía, los paneles no son suficientes para cubrir la demanda, por lo que los generadores diésel entrarán en funcionamiento, produciendo entre 330 kW y 355 kW. Algo similar ocurrirá en el segundo pico de potencia ya que, al suceder en horas nocturnas, en las que los paneles no reciben radiación, los generadores diésel tendrán que suministrar más energía.

Sin embargo, en este segundo pico, y al contrario de lo que se pudiera pensar, los generadores no suministran mucha más potencia que en el primer pico, de hecho, solo suministran 5 kW más. Esto es gracias a las baterías, que a lo largo del día se han ido cargando con el exceso energético producido por los paneles y la central hidroeléctrica para poder descargar esa energía cuando sea necesario, llegando a entregar hasta 50 kW.

En el gráfico siguiente se muestra la gráfica del estado de carga de las baterías para demostrar esta afirmación, en el que se produce una descarga que vacía la batería por el completo a las mismas horas en las que la demanda es máxima. Una vez pasa este pico de demanda, la batería se carga con el extra de energía producida por la central hidráulica durante la madrugada.

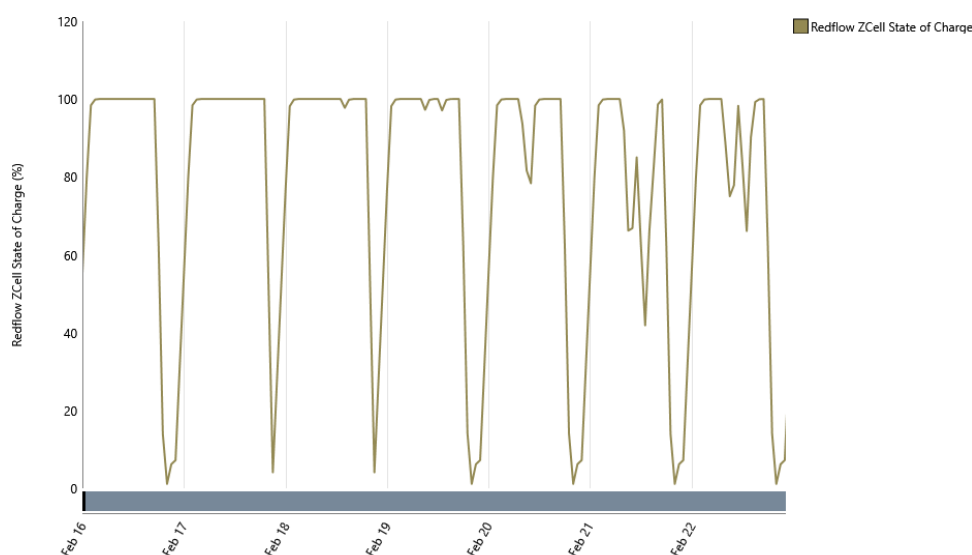


Ilustración 28 Curva de carga de las baterías de la configuración 4 (16/02-23/02) Fuente: Homer

Durante el mes de junio, la radiación solar pasa de llegar al máximo de 1,2 kW/m² al que llegaba en febrero a un máximo de 0,93 kW/m², como se ve los días 20 o 24 de junio. Esto provoca que la potencia entregada por los paneles sea menor, de 60,77 kW en los días de mayor radiación como los mencionados anteriormente, o de 24 kW como en el día 18.

En primera instancia, podría pensarse que esto provocaría que los generadores diésel tuvieran que actuar un mayor número de horas y a una mayor potencia, sin embargo, es en estos momentos cuando las baterías juegan un papel fundamental.

Análisis alternativas para el suministro eléctrico basado en renovables en Bukafu-Kasambule (República Democrática del Congo)

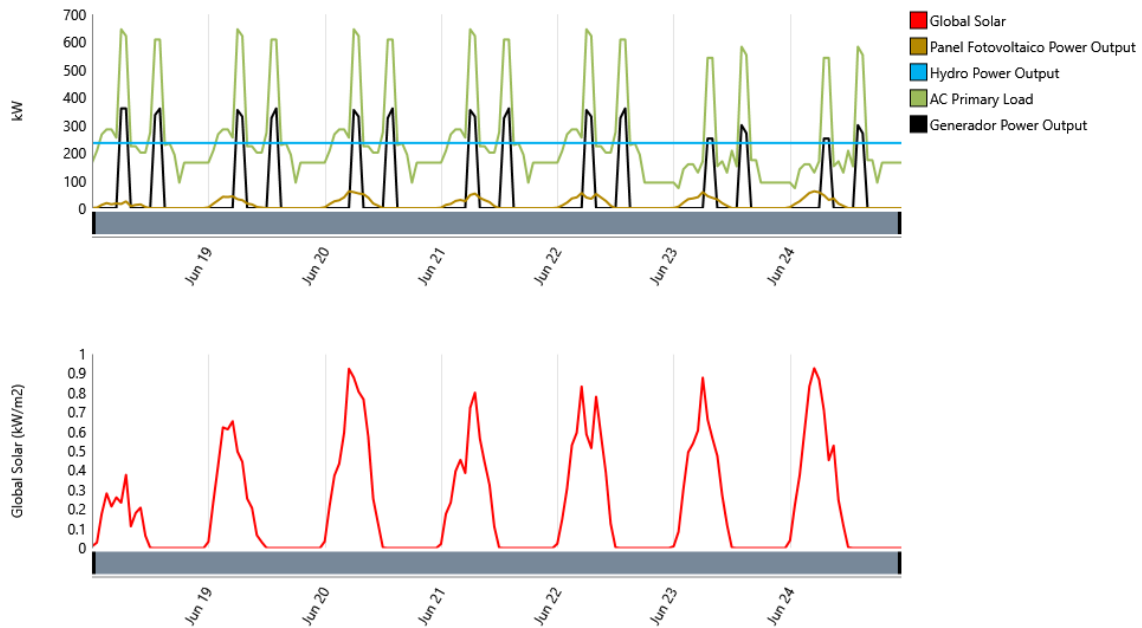


Ilustración 29 Curvas de comportamiento de la configuración 4 (18/06-25/06) Fuente: Homer

Al contrario que en febrero, durante junio y los meses de menor radiación, las baterías realizan un mayor número de ciclos de carga y descarga para mantener al sistema alimentado en las horas de mayor demanda. A simple vista se puede observar que la curva de carga de las baterías es mucho más compleja que la de la Ilustración 29.

El día 18, el de menor radiación solar, las baterías se encuentran continuamente entregando energía, exceptuando las horas de 14:00 a 17:00 en las que la demanda desciende por debajo de los 235 kW que entrega la turbina, durante las cuales se cargan hasta el 80% de capacidad.

En los días laborables en los que la radiación supera los 0,6 kW/m², las baterías tienen una hora de carga entre las 10:00 y las 11:00 en la que el uso de la turbina y los paneles es suficiente para alimentar la demanda y además cargar de nuevo las baterías tras haberse descargado ligeramente durante las primeras horas de la mañana. Por otra parte, durante los días festivos, durante el primer pico las baterías no se descargan más allá del 60%. Sin embargo, durante el segundo pico, al no haber recurso solar, las baterías llegan a entregar 49 kW, llegando casi a la descarga completa.

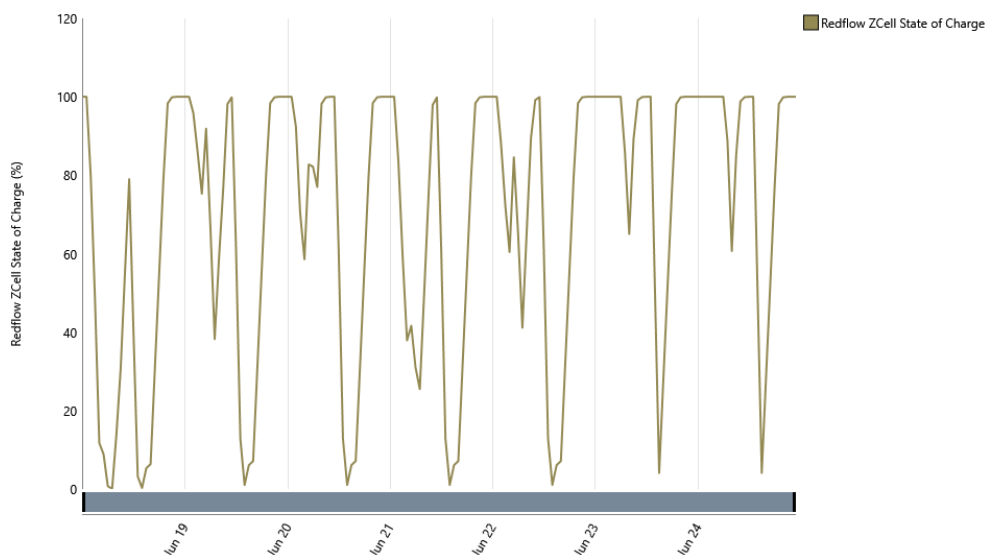


Ilustración 30 Curva de carga de las baterías de la configuración 4 (18/06-25/06) Fuente: Homer

En términos económicos, el extendido uso de las baterías hará que los costes de mantenimiento aumenten ligeramente, aunque esto supondrá que los generadores tendrán que proporcionar una menor potencia, ahorrando así en combustible y costes de operación. Finalmente, el coste energético es similar al de la configuración 3, con la ventaja de que el coste de inversión de esta configuración es mucho más bajo. Todos los costes de la configuración se pueden ver desglosados por tecnología en la siguiente tabla:

Componente	Capital anual	Coste anual de reemplazo	Coste anual de mantenimiento	Coste anual del combustible	Coste anual total
Generador diésel	7.038 €	0 €	7.530 €	146.360 €	160.086 €
Central hidráulica	27.967 €	0 €	12.554 €	0 €	40.521 €
Panel FV	7.302 €	1.209 €	3.825 €	0 €	11.654 €
Batería	8.169 €	10.709 €	240 €	0 €	17.552 €
Inversor	2.676 €	2.257 €	933 €	0 €	5.561 €
Total	53.152 €	14.175 €	25.082 €	146.363 €	235.374 €

Tabla 17 Desglose de costes de la configuración 4 Fuente: Elaboración propia

Aun habiendo reducido su uso con respecto a configuraciones anteriores, los generadores constituyen el mayor gasto del sistema debido al coste del combustible.

6.5.2 Configuración 5

Esta configuración usará como base la configuración 3, añadiéndole paneles fotovoltaicos y baterías para complementar el uso de los gasificadores. Esto permitirá disminuir la potencia hidráulica instalada, junto con el caudal de diseño de la central hidroeléctrica, y el exceso energético. Por otra parte, la adición de paneles solares y baterías aumentará el coste de inversión, aunque hará que el coste actual neto disminuya al final de la vida del proyecto, y el coste energético con él. La configuración quedará formada por los siguientes elementos:

- Minicentral hidráulica fluyente de 227 kW de potencia.
- 16 gasificadores Power Pallet PP30 de 25 kW de potencia.

- 132 paneles fotovoltaicos Atersa A-370M GS de 370 W de potencia.
- 31 baterías Redflow ZCell.
- 9 inversores Studer Xtender XTH 8000-48 de 8kW de potencia.

Si se comparan los parámetros técnicos y económicos con los de la configuración 3, como se ha comentado al principio del apartado, el coste de inversión ha aumentado, concretamente en un 25,21%, pero esto se compensa con un descenso en el coste energético del 5,2%, situándose aún más por debajo de la media europea. Sin embargo, una de las ventajas más importantes de esta configuración es que el exceso energético se ha reducido en un 12,26%, quedando un valor más aceptable que en la configuración 3. Finalmente, también hay que destacar que el consumo de combustible ha disminuido en 24 toneladas anuales. Estos parámetros se pueden observar en la siguiente tabla:

Parámetros técnicos			
Fracción renovable		Exceso energético	
100,0%		9,24%	
Parámetros económicos			
Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
1.532.253 €	2.881.159 €	0,09972 €/kWh	6,874 años
Combustible			
Biomasa			
261 t/año			

Tabla 18 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 5 Fuente: Elaboración propia

Para esta configuración, el caudal de diseño de la central hidroeléctrica será de 9.5 m³/s, generando así al central una potencia nominal de 227 kW, y una potencia efectiva de 213 kW, viendo así disminuida su potencia con respecto a la configuración 3 con el consiguiente abaratamiento de costes.

Al igual que la configuración 4, esta configuración se ve influenciada por las variaciones en la radiación solar. Por este motivo, se usarán dos semanas distintas para analizar cómo afectan estas variaciones al sistema. Para facilitar el análisis y la posterior comparación, se analizarán las mismas semanas que se han analizado en la configuración 4.

Análisis alternativas para el suministro eléctrico basado en renovables en Bukafu-Kasambule (República Democrática del Congo)

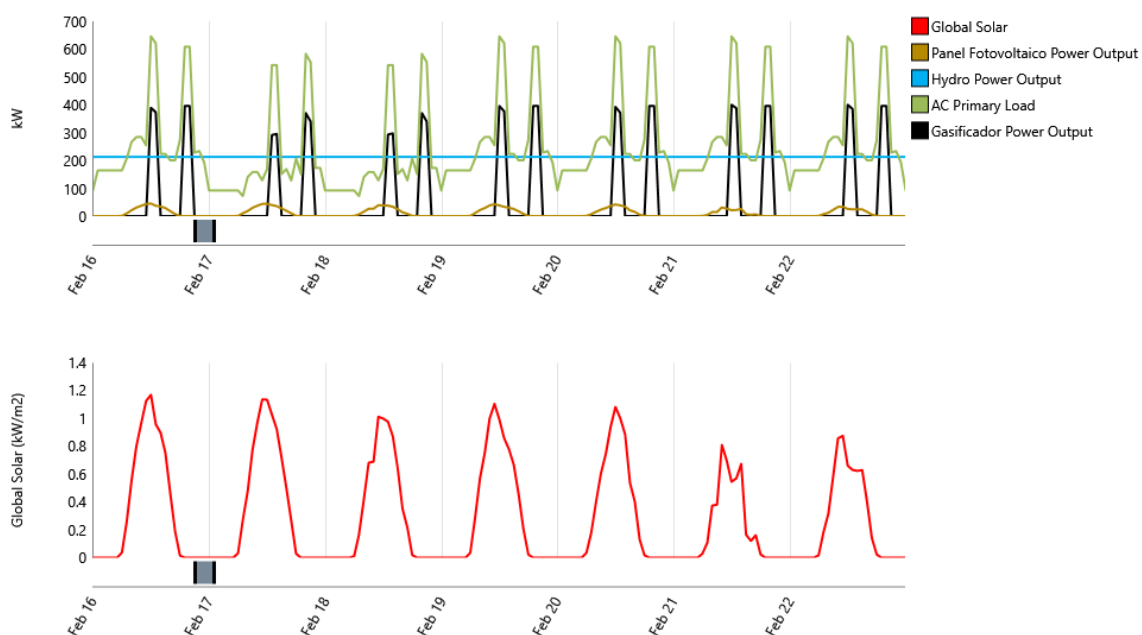


Ilustración 31 Curvas de comportamiento de la configuración 5 (16/02-23/02) Fuente: Homer

Al haber escogido la misma semana que en la configuración 4, la radiación es la misma, sin embargo, en esta configuración se ha instalado un menor número de paneles, por lo que la potencia alcanzada será menor, alcanzando un máximo de 45,3 kW el día 16 a las 12:00. Por otro lado, el comportamiento de los gasificadores es análogo al de los generadores diésel en la configuración 4, ajustándose a la demanda cuando ésta supera a la potencia suministrada por la central hidroeléctrica y por los paneles fotovoltaicos. Sin embargo, en este caso, al haber instalado menos potencia fotovoltaica, se tendrá que compensar con mayor potencia suministrada por los gasificadores, llegando a picos de 395 kW, como se puede observar el día 19 de febrero de 19:00 a 21:00 o el 20 de febrero de 12:00 a 13:00. Durante los días festivos, estos picos de potencia descienden a cifras desde los 340 kW a los 370 kW entre las 20:00 y las 21:00, como se ve el día 18 de febrero.

Es por esta disminución de la potencia instalada en energía fotovoltaica que las baterías cobran una mayor importancia, habiéndose instalado más del doble que en la configuración anterior.

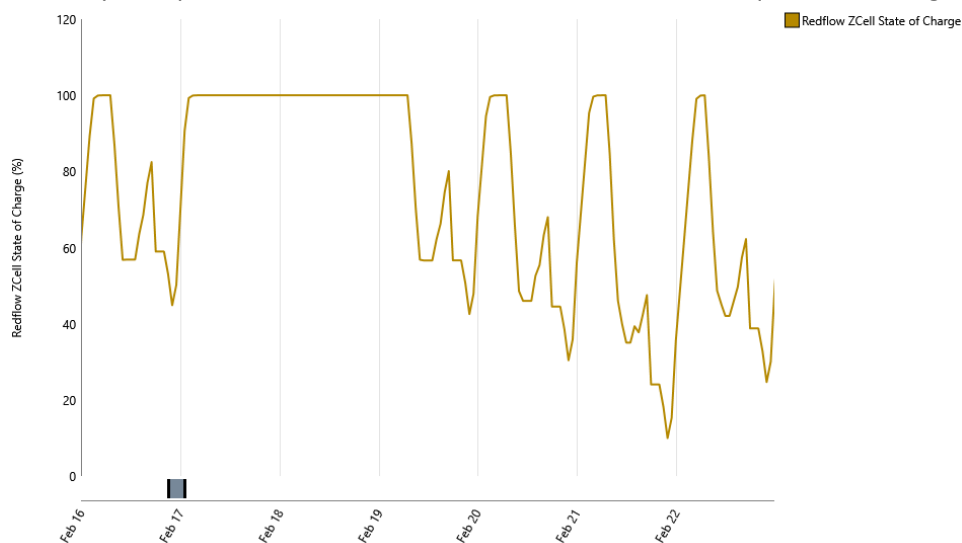


Ilustración 32 Curva de carga de las baterías de la configuración 5 (16/02-23/02) Fuente: Homer

A simple vista se observa que entre los días 17 y 19 de febrero, las baterías se mantienen cargadas al completo ya que estos son días festivos. Sin embargo, una vez empiezan de nuevo los días laborales, las baterías se vacían durante los picos de potencia un porcentaje que varía en función de la radiación solar de ese día, y se recargan cuando la demanda queda nuevamente por debajo de los 203 kW entregados por 213 kW entregados por la turbina. Al igual que sucedía en la configuración 4, existe un momento en medio de los dos picos de demanda en la que las baterías se cargan un pequeño porcentaje en función de la radiación solar, que ocurre entre las 13:00 y las 17:00.

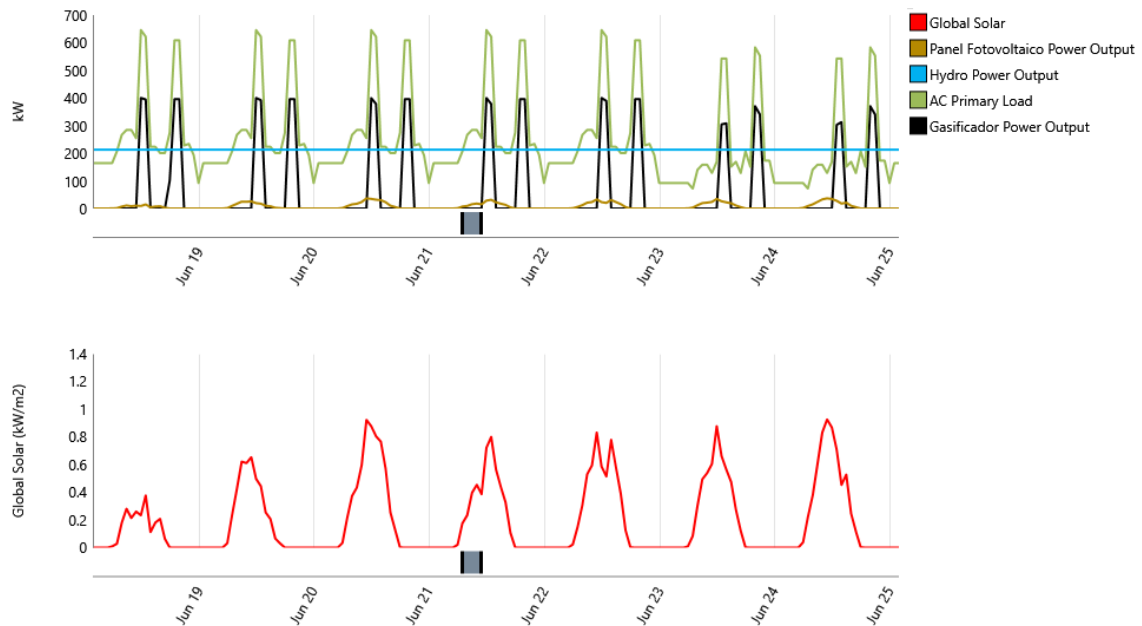


Ilustración 33 Curvas de comportamiento de la configuración 5 (18/06-25/06) Fuente: Homer

En el caso de menor radiación, los paneles fotovoltaicos alcanzan un máximo de 36,5 kW y un mínimo de 14,7 kW en las horas de mayor incidencia solar, pero como ya se ha visto en la configuración anterior, en lugar de recurrir a los gasificadores para aportar esta diferencia de potencia con las temporadas de mayor radiación, el sistema hace uso de las baterías.

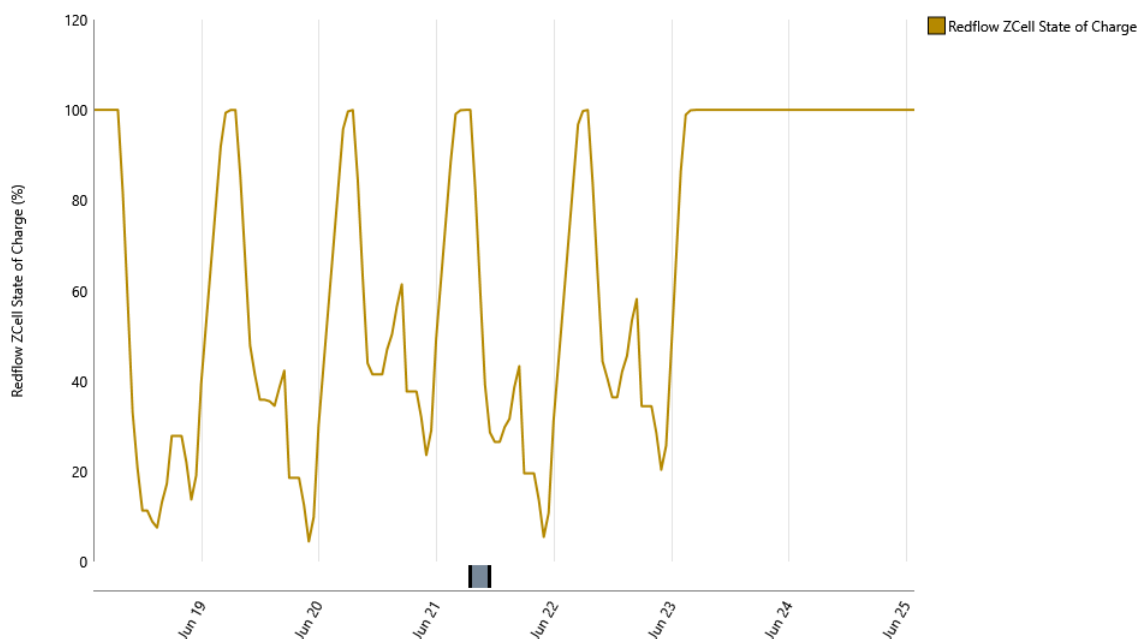


Ilustración 34 Curva de carga de las baterías de la configuración 5 (18/06-25/06) Fuente: Homer

Al igual que en la configuración 4, durante los días festivos, las baterías permanecen cargadas totalmente, independientemente de la radiación solar, como se observa los días 23 y 24 de junio. En cambio, en los días laborales la descarga llega prácticamente al total de la capacidad de las baterías. El día de menor radiación solar, el 18 de junio, las baterías comienzan a descargarse a partir de las 7:00 hasta las 15:00, hora en la que recarga un pequeño porcentaje, para volver a descargarse desde las 18:00 a las 23:00. Al igual que en la configuración anterior, una vez pasado el segundo pico de demanda, las baterías se recargan con la potencia sobrante de la central hidroeléctrica.

El día de mayor radiación, el 20 de junio, la descarga es mucho menor, entregando 57 kW en lugar de los 66 kW del día 18.

En lo referente al ámbito económico, mientras que el coste de inversión ha crecido enormemente con respecto a la configuración anterior, el escaso coste de la biomasa frente al del diésel hace que a largo plazo este incremento se amortice. Los gastos desglosados se encuentran en la siguiente tabla:

Componente	Capital anual	Coste anual de reemplazo	Coste anual de mantenimiento	Coste anual del combustible	Coste anual total
Gasificador	64.278 €	22.282€	24.400 €	39.485 €	143.973 €
Central hidráulica	25.304 €	0 €	11.358 €	0 €	36.662 €
Panel FV	4.401 €	729 €	2.295 €	0 €	7.015 €
Batería	21.102 €	8.507 €	620 €	0 €	28.070 €
Inversor	3.441 €	2.902 €	1.200 €	0 €	7.150 €
Total	118.526 €	34.419 €	39.874 €	39.485 €	222.870 €

Tabla 19 Desglose de costes de la configuración 5 Fuente: Elaboración propia

6.6 RESUMEN CONFIGURACIONES

Como se ha visto en el capítulo 4, el objetivo de este trabajo será escoger una de las configuraciones expuestas en los apartados anteriores. Para ello se escogerán las mejores configuraciones y se realizará un análisis de sensibilidad. Para realizar la primera criba, es importante comparar con facilidad las distintas configuraciones. Para ello, se han confeccionado tres tablas en las que se comparan los parámetros técnicos, los parámetros económicos y el combustible utilizado por las distintas configuraciones. Dichas tablas se muestran a continuación:

Configuración	Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
Configuración 1	161.748 €	11.368.608 €	0,3937 €/kWh	0,1837 años
Configuración 2	421.100 €	4.107.546 €	0,1422 €/kWh	1,324 años
Configuración 3	1.223.497 €	3.037.705 €	0,1052 €/kWh	5,212 años
Configuración 4	687.127 €	3.042.804 €	0,1054€/kWh	2,916 años
Configuración 5	1.532.253 €	2.881.159 €	0,09972 €/kWh	6,874 años

Tabla 20 Tabla comparativa de los parámetros económicos

Configuración	Fracción renovable	Exceso energético
Configuración 1	0%	0%
Configuración 2	68,40%	9,59%
Configuración 3	100%	21,50%
Configuración 4	78,90%	15,20%
Configuración 5	100%	9,24%

Tabla 21 Tabla comparativa de los parámetros técnicos Fuente: Elaboración propia

Configuración	Diésel	Biomasa
Configuración 1	647.462 l/año	0
Configuración 2	205.866 l/año	0
Configuración 3	0	285 t/año
Configuración 4	121.967 l/año	0
Configuración 5	0	261 t/año

Tabla 22 Tabla comparativa del uso de combustible Fuente: Elaboración propia

6.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

De acuerdo con las tablas del apartado anterior, se ha llegado a la conclusión de que las configuraciones a las que se les realizará el análisis de sensibilidad para llegar a la solución óptima serán la configuración 4 y la configuración 5. Esta decisión se ha hecho en base a los parámetros que se han ido tabulando a lo largo de todo el análisis:

- **Criterio técnico:** Disponibilidad de los equipos o los recursos y exceso energético.
- **Criterio económico:** Coste inicial de la instalación, coste de mantenimiento, coste de la energía y período de retorno.
- **Criterio medioambiental:** Fracción de renovables y uso de diésel.

Existe la posibilidad de analizar también la segunda configuración, ya que el resultado del exceso energético es aceptable, sin embargo, al hacer el análisis de sensibilidad aumentando el precio del diésel, el coste aumentaría más que el de la configuración 4, por lo que se ha descartado.

Existen ciertos factores de los que dependen ambas configuraciones, que en caso de variación pueden incrementar el coste energético o directamente hacer que una de las configuraciones no sea viable.

En este caso, se va a analizar la sensibilidad a las variaciones en el coste de los combustibles y a una variación en la radiación solar. Ambas configuraciones también dependen del caudal del Río Lualaba, sin embargo, se ha hecho uso de una parte de éste tan pequeña, que el caudal debería disminuir en un 99,5% para afectar de alguna manera al sistema.

6.7.1 Variación del precio del diésel

Para este análisis, se ha decidido aumentar el coste del litro de diésel en 20 céntimos de euro, es decir, el precio del litro pasaría a ser de 1,4 €/l. Esta variación afectará solo a la configuración 4, y se ha permitido al sistema realizar cambios en lo relativo al número de baterías e inversores instalados, y a la potencia fotovoltaica instalada. Los cambios que se llevarían a cabo serían los siguientes:

- Eliminación de 12 paneles fotovoltaicos.
- Adición de 1 batería.

Con esta configuración, los parámetros técnicos y económicos se mantienen más o menos estables, con la excepción del coste energético y el coste actual neto que aumentan ligeramente. Aun así, el aumento es del 10,3%, y el coste energético sigue por debajo de la media europea de 0,128 €/kW.

Parámetros técnicos			
Fracción renovable		Exceso energético	
79%		14.8%	
Parámetros económicos			
Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
690.626 €	3.358.003 €	0,1163€/kWh	2,656 años
Combustible			
Diésel			
121.291 l/año			

Tabla 23 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 4 modificada Fuente: Elaboración propia

Gracias a la comparación de estos parámetros con los originales, se obtiene que por cada euro que aumente el litro de diésel, el coste de inversión aumentará en 18.835 € y el coste actual neto aumentará en 1.577.470 €.

6.7.2 Variación del precio de la biomasa

A pesar de que la biomasa usada para el gasificador será la obtenida del cultivo de la población, es posible que se encarezca su precio por la alta demanda o la falta de cultivo. Por este motivo, se ha aumentado el precio de la biomasa en el mismo porcentaje que se aumentó el diésel en el apartado anterior, quedando un precio final de 176,71 €/tonelada. Para este análisis, se han permitido las mismas variaciones que en el apartado anterior, siendo las modificaciones realizadas las siguientes:

- Eliminación de uno de los gasificadores.
- Adición de 138 paneles fotovoltaicos.
- Eliminación de 8 baterías.

Los resultados obtenidos con esta modificación no distan mucho de los de la configuración original, tan solo un ligero aumento del coste energético y del exceso eléctrico por el uso de los paneles fotovoltaicos. El resto de los cambios se pueden consultar en la siguiente tabla:

Parámetros técnicos			
Fracción renovable		Exceso energético	
100%		11,3%	
Parámetros económicos			
Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
1.469.147 €	2.900.751 €	0,1005 €/kWh	6,54 años
Combustible			
Biomasa			
248 t/año			

Tabla 24 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 5 modificada Fuente: Elaboración propia

A pesar del aumento del coste energético, este sigue estando en un rango aceptable, ya que solo ha aumentado en un 0,7%. Por tanto, por cada euro que aumente el coste de la tonelada de biomasa, el coste de inversión se reducirá en 2.126,84 € y el coste actual neto aumentará en 771,93 €.

6.7.3 Variación del recurso solar

Una variación en el recurso solar afectará a las dos configuraciones, por lo que se tendrá que hacer el análisis de ambas. Para ello, se disminuirá el recurso en un 15%, un valor más que suficiente para realizar cambios en el sistema.

6.7.3.1 Configuración 4

Esta disminución de la radiación solar ha hecho que las placas fotovoltaicas no sean una tecnología tan rentable, por lo que el sistema ha bajado la potencia instalada en placas solares y la ha sustituido por un mayor número de baterías. De esta manera, los cambios realizados han sido los siguientes:

- Eliminación de 25 paneles fotovoltaicos.
- Adición de 3 baterías.

Estos cambios han provocado que tanto el coste de inversión como el coste anual neto aumenten, y con ellos, el coste energético. No obstante, se ha logrado una disminución del exceso energético al aumentar el uso de los generadores diésel. Los parámetros modificados se muestran a continuación:

Parámetros técnicos			
Fracción renovable		Exceso energético	
79%		13,8%	
Parámetros económicos			
Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
712.930 €	3.126.526 €	0,1082€/kWh	2,948 años
Combustible			
Diésel			
122.827 l/año			

Tabla 25 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 4 modificada Fuente: Elaboración propia

En este caso, los costes aumentan a una razón de 31.908,4 €/(kWh/m²) en el caso del coste de inversión, y 120.196 €/(kWh/m²) en el caso del coste actual neto.

6.7.3.2 Configuración 5

En este caso, a pesar de haberse visto reducida la radiación solar, se ha decidido que es menos costoso aumentar la potencia fotovoltaica instalada que invertir en un mayor número de gasificadores. De esta manera, las modificaciones realizadas en el sistema han sido las siguientes:

- Adición de 138 paneles fotovoltaicos.
- Eliminación de 3 baterías.

Al haber añadido un mayor número de paneles fotovoltaicos, el exceso energético ha aumentado, ya que es una tecnología que depende del recurso y que no se ajusta a la demanda, por lo que proporcionará energía aunque no sea necesario. También se ha incrementado el coste de inversión y el coste actual neto, junto al coste energético. Por otra parte, al haber aumentado la potencia fotovoltaica, los gasificadores trabajarán un menor número de horas o a una menor potencia, con el consiguiente ahorro de combustible. Todos estos parámetros se pueden observar en la siguiente tabla:

Parámetros técnicos			
Fracción renovable		Exceso energético	
100%		11%	
Parámetros económicos			
Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
1.565.082 €	2.901.851 €	0,1004 €/kWh	6,97 años
Combustible			
Biomasa			
254 t/año			

Tabla 26 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 5 modificada Fuente: Elaboración propia

Por tanto, por cada kW/m² que disminuya la radiación solar, el coste de inversión aumentará 47.299 € y el coste actual neto 29.546 €. De esta manera se concluye que la configuración 5 tiene un abaja sensibilidad a las variaciones en el recurso solar.

6.8 SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN MÁS FAVORABLE

En primer lugar, se confeccionarán unas tablas comparativas con las sensibilidades para poder analizarlas más fácilmente.

En primer lugar, se muestra la tabla que compara la sensibilidad al incremento de 1€ en la unidad de combustible, tanto en el caso del diésel como en el de la biomasa:

Configuración	Variación del coste de inversión	Variación del coste actual neto
Configuración 4	18.835 €	1.577.470 €
Configuración 5	-2.127 €	772 €

Tabla 27 Sensibilidad a la variación del precio del combustible Fuente: Elaboración propia

Como se aprecia a simple vista, el coste de la configuración 4 varía enormemente en función del combustible. Esto ocurre porque el consumo de combustible asciende a más de 120.000 litros anuales de diésel, haciendo que el coste extra a lo largo de la vida del proyecto sea muy elevado. En cambio, la configuración 5 es mucho menos sensible a cambios en el precio del combustible, llegando incluso a disminuir el coste de inversión, sustituyendo los gasificadores por 138 paneles fotovoltaicos, ya que el coste de esta tecnología es más barato.

A continuación, se muestra la sensibilidad de ambas configuraciones a la disminución de 1 kWh/m² de radiación solar:

Configuración	Variación del coste de inversión	Variación del coste actual neto
Configuración 4	31.908 €	120.196 €
Configuración 5	47.299 €	29.546 €

Tabla 28 Sensibilidad a la variación de la radiación solar Fuente: Elaboración propia

De nuevo, la sensibilidad de la configuración 5 es menor a la variación del recurso que en la configuración 4, no en el coste de inversión, ya que se ha invertido en 138 paneles fotovoltaicos, pero si en el coste actual neto, del que deriva el coste energético. El coste actual neto de la configuración 4 aumenta considerablemente debido a la inclusión de un 3 baterías, lo que aumenta tanto los costes de inversión como los costes de mantenimiento y de reemplazo.

Para realizar un análisis más amplio, se han cruzado ambas sensibilidades usando el software Homer para comprobar como variaría el coste energético si cambian las dos variables a la vez.

En la Ilustración 35 se muestra la sensibilidad de la configuración 4:

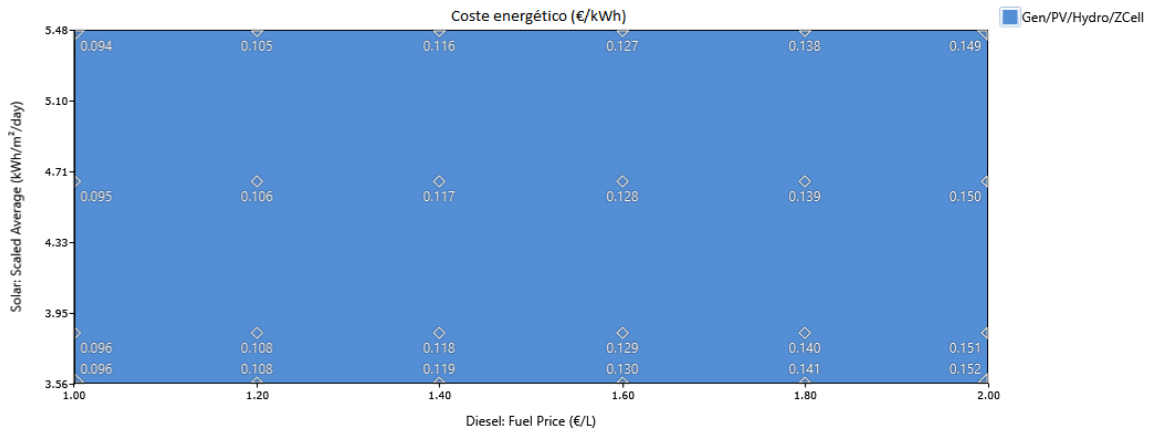


Ilustración 35 Sensibilidad del coste energético de la Configuración 4

Como se observa, la variación del coste energético es lineal tanto para un cambio en el precio del diésel como para un cambio en la radiación solar. La gráfica refuerza la teoría de que mientras que una variación en el recurso solar afecta mínimamente al coste energético, un aumento del precio del diésel le afecta enormemente, aumentando a una razón de 0,011 €/kWh por cada 20 céntimos de euro que aumente el coste del litro del diésel, mientras que con una reducción del 53% en la radiación solar, el coste energético tan solo ha aumentado en 0,002 €/kWh.

A continuación, se muestra la sensibilidad de la Configuración 5:

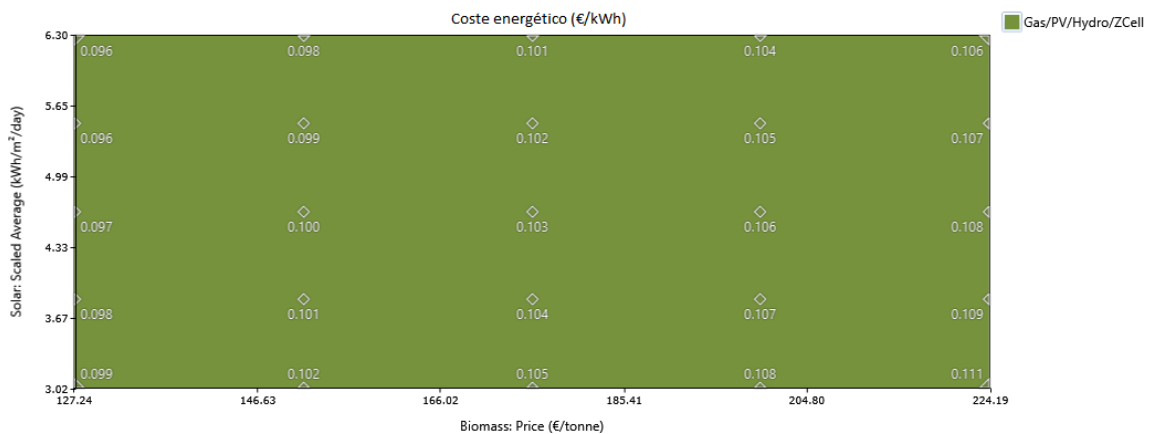


Ilustración 36 Sensibilidad del coste energético de la Configuración 5

Al igual que ocurría con la configuración 4, en la configuración 5 la variación del recurso solar afecta en menor medida al coste energético que la variación del precio del combustible, ya que aun reduciéndose la radiación solar en un 108%, el coste energético solo aumenta 0,003 €/kWh. Sin embargo, en esta configuración, la variación del coste del combustible afecta en menor medida que en la configuración anterior, a una razón de 0,003 €/kWh por cada 20% que aumente el precio de la tonelada de biomasa.

A partir de las Tablas 27 y 28, y de las ilustraciones 35 y 36 se puede concluir que la sensibilidad de la Configuración 5 da lugar a un coste de inversión, un coste actual neto y un coste energético menores que en el caso de la configuración 4.

Si a esto se le añade que el recurso de la biomasa ya se encuentra en la propia población, y no hay que importarlo como ocurriría con el diésel, se puede afirmar que la configuración óptima sería la configuración 5, compuesta de los siguientes elementos:

- Minicentral hidráulica fluyente de 227 kW de potencia.
- 16 gasificadores Power Pallet PP30 de 25 kW de potencia.
- 304 paneles fotovoltaicos Atersa A-160 GS de 160 W de potencia.
- 31 baterías Redflow ZCell.
- 9 inversores Studer Xtender XTH 8000-48 de 8kW de potencia.

Finalmente, los parámetros técnicos y económicos de la configuración escogida serían los siguientes:

Parámetros técnicos			
Fracción renovable		Exceso energético	
100,0%		9,24%	
Parámetros económicos			
Coste de inversión	Coste Actual Neto	Coste energético	Plazo de recuperación
1.532.253 €	2.881.159 €	0,09972 €/kWh	6,874 años
Combustible			
Biomasa			
261 t/año			

Tabla 29 Parámetros técnicos y económicos de la configuración 5 Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

A partir de la metodología planteada en el capítulo 4, se ha llevado a cabo un análisis de diferentes configuraciones propuestas para satisfacer completamente la demanda de la localidad de Bukafu-Kasambule, teniendo en cuenta su demanda y los recursos disponibles.

La demanda ha sido extraída del Atlas de las Energías Renovables de la RDC, distribuyendo la potencia dada de manera que se tenga en cuenta la simultaneidad de uso de los equipos y su variabilidad en la potencia de funcionamiento, además de segregarla en la demanda proveniente de las PYMES, del alumbrado público, o de las viviendas.

Una vez caracterizada la demanda y los recursos disponibles se han dimensionado cinco configuraciones distintas que satisfacen tres escenarios: uno en el que la configuración está formada únicamente por generadores diésel, un segundo formado por una turbina hidráulica y generadores diésel o gasificadores, y un tercero en el que se añaden baterías, inversores y paneles fotovoltaicos.

Tras realizar el análisis de las cinco configuraciones con el software HOMER Pro, se han escogido dos configuraciones en función de una serie de parámetros técnicos y económicos. Las configuraciones escogidas han sido la configuración 4, compuesta de una turbina hidráulica, generadores diésel, paneles fotovoltaicos, baterías e inversores, y la configuración 5, que sustituye los generadores diésel por gasificadores. Posteriormente, se les ha realizado un estudio de sensibilidad, variando el coste del combustible correspondiente a cada configuración y la radiación solar, llegando a la conclusión de que la configuración con menor sensibilidad y con unos parámetros más favorables es la configuración 5, que a pesar de tener un mayor coste de inversión que la otra configuración escogida, tiene el menor coste energético de todas las configuraciones, junto con el menor exceso energético. Además de esto, esta configuración es totalmente renovable, lo que ayuda a reducir las emisiones de la localidad.

CAPÍTULO 8. BIBLIOGRAFÍA

- Aberilla, J. M., Gallego-Scmidt, A., & Azapagic, A. (Octubre de 2019). Environmental sustainability of small-scale biomass power technologies for agricultural communities in developing countries. *Renewable Energy*, 141, 493-506.
- All Power Labs. (2020). *Gasification explained*. Obtenido de All Power Labs: <http://www.allpowerlabs.com/gasification-explained>
- Beauson, J., & Brøndsted, P. (2016). Wind Turbine Blades: An End of Life Perspective. En W. Ostachowicz, M. McGugan, J.-U. Schröder-Hinrichs, & M. Luczak, *MARE-WINT: New materials and reliability in offshore wind turbine technology* (págs. 421-432).
- Climates to travel*. (2020). Obtenido de <https://www.climatestotravel.com/climate/democratic-republic-congo>
- Cype Ingenieros. (Abril de 2020). *Generador de precios*. Obtenido de <http://www.generadordeprecios.info/>
- Demirel, Y. (2016). *Energy: Production, Conversion, Storage, Conservation, and Coupling* (2nd Ed.). Springer.
- Departamento de Ingeniería Química y Nuclear. (2019). Diapositivas de Tecnología Energética.
- Energyplus*. (16 de Junio de 2020). Obtenido de <https://energyplus.net/weather>
- Eurostat*. (12 de 06 de 2020). Obtenido de https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_pc_204
- Gerard, J. (21 de Julio de 2017). *Puro Motores*. Obtenido de <https://www.puromotores.com/13121485/como-funciona-un-generador-diesel>
- Global Petrol Prices. (15 de Abril de 2020). *Global Petrol Prices*. Obtenido de https://www.globalpetrolprices.com/Democratic-Republic-of-the-Congo/diesel_prices/
- Google. (2020). *Google Maps*. Obtenido de <https://bit.ly/3emyrM7>
- Grupel. (2020). *Grupel*. Obtenido de <https://grupel.eu/es/grupel-es/como-funciona-generador-diesel/>
- IDAE. (11 de Noviembre de 2011). *IDAE*. Obtenido de <https://bit.ly/2TulO9o>
- Index Mundi*. (22 de Abril de 2020). Obtenido de <https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=maiz>
- International Electrotechnical Commission. (Mayo de 2020). *International Electrotechnical Commission*. Obtenido de <https://www.iec.ch/worldplugs/>
- Kumar, A., Schei, T., Ahenkorah, A., Rodriguez, R., Devernay, J.-M., Freitas, M., . . . Liu, Z. (2012). Hydropower. En *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (págs. 437-496).
- Kusakana, K. (2016). *A Review of Energy in the Democratic Republic of Congo*.

Análisis alternativas para el suministro eléctrico basado en renovables en Bukafu-Kasambule (República Democrática del Congo)

Kusakana, K., & Vermaak, H. (2013). *Hybrid Diesel Generator - battery systems for offgrid rural applications*.

Ministere des Ressources Hydrauliques et electricite. (2014). *Atlas des Energies Renouvelables de la RDC*.

Ministerio de Asuntos Exteriores. (Agosto de 2019). *Web del Ministerio de Exteriores*. Obtenido de <https://bit.ly/36o3XXh>

NASA. (2020). *NASA POWER Project*. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Phyllis. (2020). Obtenido de <https://phyllis.nl/Browse/Standard/ECN-Phyllis#corn>

Pvgis. (Abril de 2020). *European Comission*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#MR

Quetzal Ingeniería. (Mayo de 2020). *Quetzal Ingeniería*. Obtenido de <https://www.quetzalingeneria.es/curso-baterias-fotovoltaicas/>

Red Eléctrica de España. (30 de Junio de 2020). Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>

Ruan, R., Zhang, Y., Chen, P., Liu, S., Fan, L., Zhou, N., . . . Li, B. (2019). Chapter 1 - Biofuels: Introduction. En R. Ruan, Y. Zhang, P. Chen, S. Liu, L. Fan, N. Zhou, . . . B. Li, *Biofuels: Alternative Feedstocks and Conversion Processes for the Production of Liquid and Gaseous Biofuels (Second Edition)* (págs. 3-43).

SAClima. (2020). *SAClima Solar Fotovoltaica*. Obtenido de shorturl.at/hzDS5

Sajjad, M., Nazmul, H., Zahraossadat, A., Tasbirul, I., & Masud, B. (2019). End-of-life photovoltaic modules: A systematic quantitative literature review. *Resources, Conservation and Recycling, 146*, 1-16.

Speight, J. (2011). Advances in Clean Hydrocarbon Fuel Processing. *Woodhead Publishing Series in Energy, 54-82*.

Sunrise and Sunset. (2020). Obtenido de <https://bit.ly/3gakRNz>

Tecnosol. (26 de Agosto de 2016). *Blog Tecnosol*. Obtenido de <https://tecnosolab.com/noticias/baterias-para-energia-solar-tipos/>

Wikipedia. (9 de Octubre de 2019). *Wikipedia*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Gasificaci%C3%B3n_de_biomasa

Ziegler, L., Gonzalez, E., Rubert, T., Smolka, U., & J. Melero, J. (Febrero de 2018). Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82*, 1261-1271.

PRESUPUESTO

Análisis alternativas para el suministro eléctrico basado en renovables en Bukafu-Kasambule (República Democrática del Congo)

CAPÍTULO 1. DESCRIPCIÓN DE LAS UNIDADES DE OBRA

1.1 MANO DE OBRA

En este proyecto han intervenido la mano de obra que sigue:

- **Ingeniero Industrial Junior:** encargado de la realización del diseño, desarrollo y cálculo del proyecto.
- **Ingeniero Industrial Senior:** encargado de la supervisión del trabajo realizado por el graduado en Ingeniería Industrial.

1.2 MATERIALES

Se pueden dividir los materiales utilizados para la realización el proyecto en dos grupos distintos: software y hardware.

Los software utilizados para llevar a cabo el proyecto han sido los siguientes:

- **Pack Microsoft 365:** dentro del Pack Microsoft Office se ha recurrido a Microsoft Word para la redacción del proyecto, a Microsoft Excel para la edición de tablas y gráficos, Microsoft Teams para realizar las reuniones informativas con el tutor y OneDrive para compartir archivos con el tutor.
- **Visio:** programa utilizado para confeccionar el diagrama de flujo de la metodología.
- **Homer Pro:** ha sido el programa utilizado para realizar las simulaciones del sistema híbrido renovable.

El hardware usado ha sido el siguiente:

- **Ordenador de sobremesa:** ordenador con el que se ha realizado la redacción del proyecto y los cálculos necesarios para ello.
- **Tableta:** tableta Huawei MediaPad T5 que se ha utilizado para las videoconferencias.

1.3 PRECIOS UNITARIOS

- **Mano de obra**
 - Ingeniero Junior: 32,5 €/h.
 - Ingeniero Senior: 78,7 €/h.
- **Materiales**
 - Software
 - Pack Microsoft 365: 126 €/año.
 - Visio: 50,4 €/año.
 - Homer Pro: 133 €/año.
 - Hardware
 - Ordenador de sobremesa: 800 €/unidad.
 - Tableta: 170 €/unidad.

CAPÍTULO 2. REALIZACIÓN DEL PRESUPUESTO

2.1 PRESUPUESTO PARCIAL

2.1.1 Material

Nombre	Coste (€/ud)	Cantidad	Unidad	Total (€)
Pack Microsoft 365	126	1	Año	126
Visio	50,4	1	Año	50,4
Homer Pro	133	1	Año	133
Ordenador de Sobremesa	800	1	Unidad	800
Tableta	170	2	Unidad	170
Subtotal				1279,4

Tabla 30 Presupuesto parcial del material Fuente: Elaboración propia

2.1.2 Mano de obra

Nombre	Mano de Obra	Coste (€/ud)	Cantidad	Unidad	Total (€)
Reuniones	Ing. Junior	32,5	7	Horas	162,5
	Ing. Senior	78,7	7	Horas	393,5
Redacción	Ing. Junior	32,5	110	Horas	3575
Simulación	Ing. Junior	32,5	30	Horas	975
Subtotal					5328,4

Tabla 31 Presupuesto parcial de la mano de obra Fuente: Elaboración propia

2.2 PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN

Presupuesto parcial	Coste (€)
Material	1279,4
Mano de obra	5328,4
Presupuesto total de ejecución	6607,8

Tabla 32 Presupuesto total de ejecución Fuente: Elaboración propia

2.3 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA

	Coste (€)
Presupuesto total de ejecución	6607,8
Gastos generales (13%)	859
Beneficios industriales (6%)	396,47
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	7863,27

Tabla 33 Presupuesto de ejecución por contrata Fuente: Elaboración propia

2.4 PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN

	Coste (€)
Presupuesto total de ejecución	7863,27
IVA (21%)	1651,28
PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN	9514,55

Tabla 34 Presupuesto base de licitación Fuente: Elaboración propia

Finalmente, el presupuesto base de licitación asciende a la cantidad de **nueve mil quinientos catorce euros con cincuenta y cinco céntimos**.

