



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi tutora Elisa Peñalvo López, su tiempo dedicado a este proyecto y su ayuda, además de su labor docente que hizo que me interesará por las energías renovables.

También agradecer a mis padres todo lo que han hecho por mí, por darme la oportunidad de estudiar y por ser mi referente en todo momento; y a mi hermana por estar siempre ahí.

Por último, a Nacho, por ser como es, por su apoyo y su cariño y por toda su ayuda.

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN.....	9
2 MARCO TEÓRICO.....	11
3. CASO DE ESTUDIO.....	24
4. CONCLUSIONES.....	80
5. BIBLIOGRAFÍA.....	83

PRESUPUESTO

1. CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS	85
2. PRESUPUESTOS	92

MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1	INTRODUCCIÓN	8
1.1	Objetivo del proyecto	8
1.2	Motivación y justificación	8
2	MARCO TEÓRICO	10
2.1	Demanda eléctrica	10
2.2	Recursos	10
2.2.1	La radiación solar	10
2.2.2	El viento	12
2.2.3	El recurso hidráulico	13
2.2.4	La biomasa	14
2.2.5	El diésel	15
2.3	Tecnologías empleadas para el abastecimiento eléctrico en zonas aisladas	15
2.3.1	Energía solar fotovoltaica	16
2.3.2	Energía eólica	17
2.3.3	Energía hidráulica	18
2.3.4	Gasificador de biomasa	20
2.3.5	Generador diésel	20
2.3.6	Equipos auxiliares	21
2.4	Software informático	22
3	CASO DE ESTUDIO	23
3.1	Contexto socio-económico de la República Democrática del Congo	24
3.2	Contexto energético	26
3.2.1	Escenario tendencial	29
3.2.2	Escenario propuesto para la República Democrática del Congo	33

3.3	Caracterización de la demanda.....	36
3.4	Recursos energéticos	38
3.4.1	Radiación solar	38
3.4.2	Viento	40
3.4.3	Recurso hidráulico	41
3.4.4	Biomasa	43
3.4.5	Diésel	43
3.5	Equipos seleccionados	43
3.5.1	Paneles fotovoltaicos.....	43
3.5.2	Aerogenerador	44
3.5.3	Turbina hidráulica.....	46
3.5.4	Gasificador de biomasa	47
3.5.5	Generador diésel	47
3.5.6	Equipos auxiliares.....	47
3.6	Análisis de resultados	49
3.6.1	Restricciones del sistema	49
3.6.2	Análisis tecno-económico.....	49
4	CONCLUSIONES.....	79
5	BIBLIOGRAFÍA	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Distribución de Weibull	13
Figura 2.	Influencia de la irradiancia y la temperatura	16
Figura 3.	Rango de aplicación de turbinas hidráulicas.....	19
Figura 4.	Profundidad de descarga	21
Figura 5.	Ubicación de la RDC	24
Figura 6.	Provincias de la RDC	25
Figura 7.	Provincia de Kwilu	25
Figura 8.	Rosa de los vientos	41
Figura 9.	Especificaciones técnicas de la batería.	48

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.	Porcentaje de cada fuente en el consumo de energía final.	28
Gráfica 2.	Consumo de energía por sectores. Fuente: Elaboración propia	29
Gráfica 3.	Contribución de cada fuente escenario BAU. Fuente: Elaboración propia	32
Gráfica 4.	Generación de electricidad escenario BAU. Fuente: Elaboración propia.....	32
Gráfica 5.	Evolución de indicadores escenario BAU. Fuente: Elaboración propia.....	33
Gráfica 6.	Demanda de electricidad escenario propuesto. Fuente: Elaboración propia ..	35
Gráfica 7.	Evolución de indicadores escenario propuesto. Fuente: Elaboración propia ..	35
Gráfica 8.	Demanda media diaria de la zona de estudio. Fuente: Elaboración propia.....	37
Gráfica 9.	Variación de la demanda a lo largo del año. Fuente: HOMER	38
Gráfica 10.	Pluviometría de Kobo. Fuente: https://es.climate-data.org	42

Gráfica 11.	Variación del caudal a lo largo del año. Fuente: Elaboración propia	42
Gráfica 12.	Curva de potencia del aerogenerador. Fuente: Enair	45
Gráfica 13.	Demanda sin cubrir de la configuración 1 en agosto. Fuente: HOMER	52
Gráfica 14.	Comportamiento eléctrico de la configuración 1 en abril. Fuente: HOMER.....	52
Gráfica 15.	Comportamiento eléctrico de la configuración 1 en julio. Fuente: HOMER	53
Gráfica 16.	Coste Actual Neto por componentes en configuración 1. Fuente: HOMER.....	54
Gráfica 17.	Demanda sin cubrir de la configuración 2 en agosto. Fuente: HOMER	56
Gráfica 18.	Contribución de cada fuente en la configuración 2. Fuente: HOMER.....	56
Gráfica 19.	Exceso de electricidad en la configuración 2. Fuente: HOMER.....	57
Gráfica 20.	Coste Actual Neto por componentes en configuración 2. Fuente: HOMER.....	58
Gráfica 21.	Contribución de cada fuente en la configuración 3. Fuente: HOMER.....	59
Gráfica 22.	Demanda sin cubrir de la configuración 3. Fuente: HOMER	60
Gráfica 23.	Comportamiento eléctrico de la configuración 3 en julio. Fuente: HOMER	61
Gráfica 24.	Comportamiento eléctrico de la configuración 3 en abril. Fuente: HOMER	62
Gráfica 25.	Coste Actual Neto por componentes en configuración 3. Fuente: HOMER	63
Gráfica 26.	Contribución de cada fuente en la configuración 3. Fuente: HOMER.....	65
Gráfica 27.	Demanda sin cubrir de la configuración 4. Fuente: HOMER	66
Gráfica 28.	Comportamiento eléctrico de la configuración 4 en julio. Fuente: HOMER	66
Gráfica 29.	Comportamiento eléctrico de la configuración 4 en abril. Fuente: HOMER.....	67
Gráfica 30.	Coste Actual Neto por componentes en configuración 4. Fuente: HOMER	68
Gráfica 31.	Contribución de cada fuente en la configuración 5. Fuente: HOMER.....	70
Gráfica 32.	Demanda sin cubrir de la configuración 5. Fuente: HOMER	71
Gráfica 33.	Comportamiento eléctrico de la configuración 5 en abril. Fuente: HOMER.....	72
Gráfica 34.	Comportamiento eléctrico de la configuración 5 en julio. Fuente: HOMER	73
Gráfica 35.	Coste Actual Neto por componentes en configuración 5. Fuente: HOMER	74

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1.	Consumo de energía final en 2015. Fuente: AIE	28
Tabla 2.	Consumo de energía por sectores en 2015. Fuente: AIE	30
Tabla 3.	Consumo de energía por sectores en 2030 del escenario tendencial. Fuente: Elaboración propia.....	31
Tabla 4.	Consumo de energía por sectores en 2030 del escenario tendencial. Fuente: Elaboración propia.....	34
Tabla 5.	Demanda eléctrica de los hogares. Fuente: Elaboración propia.....	36
Tabla 6.	Demanda eléctrica de comercios. Fuente: Atlas de energías renovables de la RDC.	37
Tabla 7.	Radiación solar e índice de claridad. Fuente: PVGIS	39
Tabla 8.	Velocidad media del viento. Fuente: Enair.....	40
Tabla 9.	Costes de una instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia	44
Tabla 10.	Costes de una instalación eólica. Fuente: Elaboración propia	46
Tabla 11.	Costes de una minicentral hidráulica. Fuente: Elaboración propia	46
Tabla 12.	Análisis tecno-económico de la configuración 1. Fuente: Elaboración propia.....	51
Tabla 13.	Resumen de costes de la configuración 1. Fuente: HOMER	54
Tabla 14.	Análisis tecno-económico de la configuración 2. Fuente: Elaboración propia	55
Tabla 15.	Resumen de costes de la configuración 2. Fuente: HOMER	57
Tabla 16.	Análisis tecno-económico de la configuración 3. Fuente: Elaboración propia	59
Tabla 17.	Resumen de costes de la configuración 3. Fuente: HOMER	62
Tabla 18.	Análisis tecno-económico de la configuración 4. Fuente: Elaboración propia	64
Tabla 19.	Costes de la configuración 4. Fuente: HOMER.....	68
Tabla 20.	Análisis tecno-económico de la configuración 5. Fuente: Elaboración propia	69
Tabla 21.	Resumen de costes de la configuración 5. Fuente: HOMER	74
Tabla 22.	Componentes de los escenarios energéticos. Fuente: Elaboración propia	76
Tabla 23.	Análisis técnico de los escenarios energéticos. Fuente: Elaboración propia	77

Tabla 24. Análisis económico de los escenarios energéticos. Fuente: Elaboración propia 78

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo del proyecto

El presente Trabajo Fin de Grado (en adelante TFG) tiene como objetivo el diseño de un sistema híbrido renovable para cubrir la demanda eléctrica de la zona de Kobo, en la República Democrática del Congo.

En el diseño del sistema se tratará de minimizar el uso de energías convencionales, como el generador diésel, con el fin de minimizar la dependencia de los combustibles fósiles, ya que la zona de estudio es una zona en conflicto y el suministro podría verse afectado. Para ello, se introducirán restricciones en el sistema que minimicen el funcionamiento del generador y potencien el uso de las tecnologías renovables.

A lo largo del trabajo se realiza un estudio de la demanda eléctrica y de los recursos energéticos de la zona con el fin de proponer distintas configuraciones para el sistema híbrido renovable, y se analizarán dichas configuraciones desde una perspectiva técnica y económica mediante el software HOMER con la finalidad de aportar la solución óptima. Asimismo, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad para estudiar cómo respondería el sistema ante posibles variaciones en factores como la demanda o los recursos que pudieran producirse a lo largo de la vida útil del proyecto.

1.2 Motivación y justificación

La motivación que ha impulsado este trabajo es aprovechar la necesaria realización del TFG para la obtención del título de Ingeniería en Tecnologías Industriales para profundizar y ampliar los conocimientos adquiridos durante el Grado sobre energías renovables y su potencial para llevar la electricidad a zonas aisladas a las cuales no llega la red eléctrica. Las energías renovables son una excelente herramienta para solucionar los problemas a los que nos enfrentamos actualmente, como la dependencia de los combustibles fósiles, la emisión de gases contaminantes a la atmósfera o el cambio climático.

A través del presente trabajo se proponen distintas soluciones para abastecer la demanda eléctrica de una población aislada a partir de sistemas híbridos renovables con la intención de que en un futuro este tipo de sistemas contribuyan al desarrollo energético de la sociedad de un modo sostenible. Este modo de abastecimiento permitiría a cada región cubrir sus necesidades energéticas

aprovechando los recursos energéticos de su zona, facilitando el acceso a la electricidad de toda la población. Así, este trabajo pretende destacar la importancia del ingeniero en la búsqueda de soluciones al problema energético actual y su aportación a un futuro energético sostenible.

2 MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentarán los fundamentos teóricos y se definirán los principales conceptos con el fin de facilitar la interpretación a lo largo del desarrollo del presente TFG.

2.1 *Demanda eléctrica*

Conocer la evolución de la demanda de electricidad es fundamental para dimensionar correctamente un sistema de abastecimiento que cubra las necesidades energéticas de la población.

Para calcular la demanda será necesario conocer la potencia demandada por cada vivienda cada hora del día. También debe estudiarse si existen comercios, industrias o servicios públicos, como hospitales o escuelas, cuya demanda eléctrica deba considerarse en el dimensionamiento. Hay que tener en cuenta cómo puede variar la demanda a lo largo del año.

Otro factor a considerar es el posible crecimiento de la demanda en años próximos, pues el sistema diseñado debe ser capaz de cubrir las necesidades de la población a medio y largo plazo, por lo que debe ser capaz de suministrar energía eléctrica suficiente en el caso de que la demanda aumente.

2.2 *Recursos*

2.2.1 *La radiación solar*

La radiación solar es la radiación electromagnética que emite el Sol. En el Sol se producen un conjunto de reacciones de fusión nuclear que liberan gran cantidad de energía, que es emitida en todas direcciones. Una fracción de esa energía llega a la superficie terrestre. La radiación solar que llega a la parte exterior de la atmósfera depende de la distancia entre la Tierra y el Sol, la cual varía a lo largo del año.

El eje de rotación de la Tierra está inclinado unos 23,45° respecto al Sol, motivo por el cual cada superficie recibe una cantidad de energía diferente a lo largo del año. Esta inclinación es la que da lugar a las estaciones.

El ángulo formado por la línea que une los centros de la Tierra y el Sol con el plano del ecuador terrestre se denomina declinación. Se puede obtener la declinación, en grados, para cada día del año mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,45^\circ \text{sen} \left[\frac{360}{365} (n + 284) \right]$$

Ecuación 1. Variación de la declinación a lo largo del año.

Siendo n el número del día del año para el que se realizan los cálculos.

La posición del Sol queda definida mediante dos ángulos: el acimut y la elevación solar. El acimut es el ángulo que forman el meridiano del Sol y el meridiano del lugar. En el hemisferio Norte se toma la dirección sur como referencia de 0° y en el hemisferio Sur la referencia es la dirección norte. El acimut tiene valores positivos de entre 0° y 180° hacia el oeste y negativos hacia el este. Con este ángulo se calcula la orientación que deben tener los paneles fotovoltaicos.

La elevación solar es el ángulo que forma el centro del Sol con el plano del horizonte. Su valor máximo puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$h_{\text{máx}} = 90^\circ - \varphi + \delta$$

Ecuación 2. Elevación solar máxima.

Donde φ es la latitud del lugar y δ la declinación. El ángulo de elevación solar permite conocer la inclinación óptima de los paneles.

El conjunto de trayectorias del Sol en un lugar determinado se puede representar mediante un mapa de trayectorias solares, que muestra la variación de la elevación solar en función del acimut para varias fechas del año en una determinada latitud. Esta herramienta permite evaluar las pérdidas por sombras que se producen en una instalación fotovoltaica.

La cantidad de energía en forma de radiación solar que se recibe por unidad de tiempo y unidad de superficie en un plano perpendicular a los rayos solares en la parte exterior de la atmósfera se denomina constante solar, y tiene un valor de $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$. La radiación que llega a la superficie de la Tierra es inferior a este valor teórico debido a que parte de esta energía es reflejada y absorbida por la atmósfera.

La radiación que llega a la superficie terrestre se divide en radiación directa y radiación difusa. La radiación directa es la que proviene del Sol directamente, sin desviarse. La difusa es la radiación cuya dirección se modifica debido a procesos de dispersión que provocan los componentes de la atmósfera. Por último, la radiación que se refleja por la superficie terrestre se denomina radiación de albedo.

2.2.2 El viento

El viento se origina por las diferencias en la presión atmosférica y la fuerza de Coriolis derivada del movimiento de rotación de la Tierra.

Las diferencias de presión son debidas a la radiación solar, que incide de manera distinta en cada zona del planeta, causando un desigual calentamiento. El aire más caliente asciende, creando una depresión, mientras que el aire más frío tiende a descender y crea una zona de altas presiones. Este gradiente de presiones es el que origina el viento, que se mueve de las zonas de altas presiones hacia las de bajas presiones.

La fuerza de Coriolis es debida al giro de la Tierra alrededor de su eje. Esta fuerza provoca que en las zonas de altas presiones, el viento describa giros en sentido horario en el hemisferio norte y en sentido antihorario en el hemisferio sur. Sucede lo contrario en las zonas de bajas presiones.

Para conocer el recurso eólico de un emplazamiento, es necesario medir la velocidad del viento y su dirección. Estos parámetros se miden mediante anemómetros y veletas, respectivamente. Una vez hechas las medidas, se representan los datos para tener registro de las características del viento en el emplazamiento.

La dirección del viento se representa mediante la rosa de los vientos, un diagrama polar que muestra el porcentaje de aparición de viento en cada dirección. En el centro se representa el porcentaje de calmas. La rosa de los vientos permite conocer la orientación que deben tener los aerogeneradores.

Para representar la velocidad del viento se emplea la curva de distribución de frecuencias. Esta distribución suele describirse mediante la distribución estadística de Weibull, que indica la

probabilidad de que se produzca cada velocidad de viento. La expresión de la ley de distribución de Weibull es la siguiente:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

Siendo A el factor de escala y k el factor de forma.

El factor de escala se expresa en m/s y está relacionado con la velocidad media del viento. El factor de forma es adimensional y caracteriza la asimetría de la distribución.

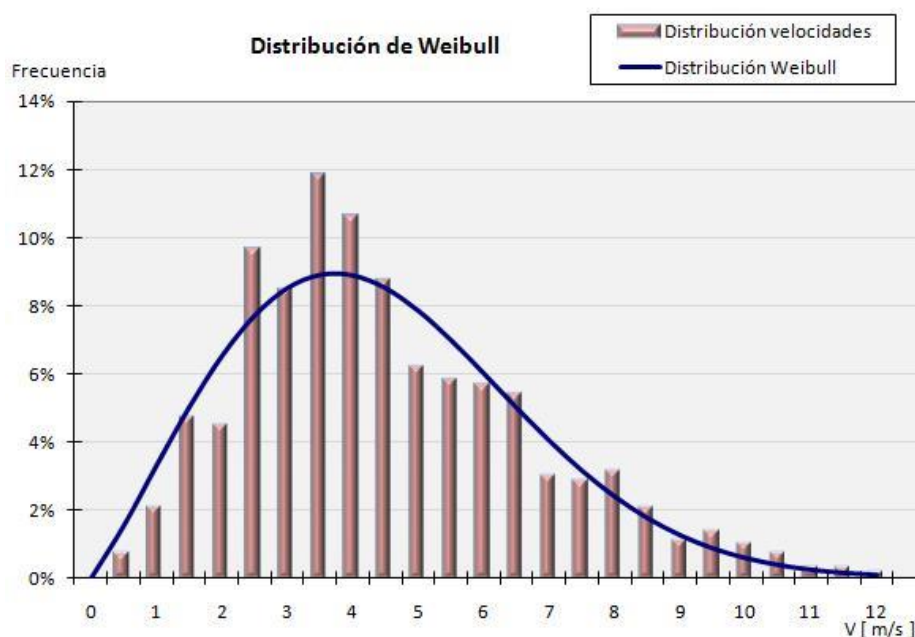


Figura 1. *Distribución de Weibull Fuente: <https://www.solarweb.net/>*

2.2.3 El recurso hidráulico

La radiación solar incide sobre la superficie de los mares y lagos, evaporando el agua. El vapor asciende y se condensa formando las nubes. Las precipitaciones se producen cuando las nubes se sobreenfrían, creándose gotas o copos que caen por la gravedad. Parte de estas precipitaciones se filtra al terreno y el resto fluye hacia los ríos, los lagos y los mares.

Si el agua se retiene en embalses, se dispone de una energía potencial debida a la altura a la que se sitúa la masa de agua, que puede ser transformada en energía cinética por la caída del agua desde dicha altura hasta un nivel inferior, pudiéndose generar energía eléctrica mediante turbinas y generadores.

Para la obtención de energía eléctrica es necesario conocer la altura a la que se sitúa la masa de agua y el caudal disponible, pues la potencia que puede extraerse de un salto de agua es proporcional a ambos términos y viene dada por la expresión siguiente:

$$P = Q \cdot H \cdot g \cdot \rho$$

Donde Q es el caudal, H la diferencia de altura, g la aceleración de la gravedad y ρ la densidad del agua.

2.2.32.2.4 **La biomasa**

La biomasa es el uso de materiales de origen biológico como fuente energética. La biomasa engloba una gran cantidad de materiales, como residuos industriales, agrícolas y forestales, la materia orgánica contenida en las aguas residuales, los lodos de las depuradoras o la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos.

El origen de la energía contenida en la biomasa es la luz solar, pues en el proceso de fotosíntesis se convierte la energía solar recibida en energía química. El concepto de biomasa hace referencia a la materia orgánica cuya formación se ha producido recientemente, por lo que los combustibles fósiles quedan excluidos de este término.

Durante el proceso de fotosíntesis las plantas utilizan la energía solar para transformar en glucosa el CO₂ y el agua que toman de la atmósfera. La combustión de biomasa libera el CO₂ extraído de la atmósfera durante la fotosíntesis, por lo que se considera que este proceso no afecta a las emisiones de CO₂.

Los principales combustibles que se producen a partir de la biomasa son la leña, las astillas, las briquetas y los pellets. Para caracterizar la calidad de la biomasa como combustible es necesario conocer:

- El poder calorífico del producto, que indica la cantidad de energía por unidad de masa que desprende el combustible al quemarse.
- El grado de humedad, indicador de la cantidad de agua que contiene el combustible.

- El contenido en volátiles, que son los compuestos que se gasifican inicialmente y que favorecen el proceso de combustión.
- El contenido en cenizas, residuos que no se queman durante la combustión, procedentes de los constituyentes inorgánicos del combustible y que provocan la disminución del poder calorífico.

2.2.42.2.5 El diésel

El diésel es un combustible líquido que se obtiene mediante un proceso de destilación y purificación del petróleo crudo. Es un recurso no renovable y su utilización en motores de combustión interna o en generadores para la producción de electricidad lleva asociada la emisión de partículas contaminantes como CO₂ y óxidos de nitrógeno entre otras. Además es un recurso que se encuentra localizado, en su mayoría, en países en conflicto, por lo que el suministro en zonas aisladas podría ser complicado.

2.3 *Tecnologías empleadas para el abastecimiento eléctrico en zonas aisladas*

El objetivo es diseñar un sistema de suministro eléctrico que se base en energías renovables para así aprovechar el gran potencial energético existente en la zona de estudio. La principal ventaja de los sistemas renovables es que permiten la electrificación de zonas remotas y aisladas de la red. Se van a considerar en el estudio la energía solar fotovoltaica, la energía eólica, la energía minihidráulica y la biomasa.

El inconveniente que presentan estas tecnologías es su dependencia de la meteorología. Los momentos en que la producción eléctrica es mayor no coinciden con las horas de mayor demanda. Por ello, será necesario contar con sistemas auxiliares, como baterías o acumuladores, que permitan almacenar energía cuando haya un exceso de producción y que permitan verterla cuando la demanda sea superior a la electricidad generada.

Por otro lado, será necesario incluir inversores para convertir la corriente continua generada por el sistema en corriente alterna, y reguladores de carga que se encarguen de proteger las baterías y permitan obtener la mayor potencia posible de las placas solares en cada instante.

Por último, se considerarán también equipos auxiliares de generación eléctrica, como el gasificador de biomasa y el generador diésel para posibles picos de carga que el sistema renovable no sea capaz de cubrir.

2.3.1 Energía solar fotovoltaica

Esta tecnología se basa en el efecto fotoeléctrico, que convierte la radiación solar (tanto la directa como la difusa) en corriente eléctrica. Las células fotovoltaicas están formadas por dos capas de material semiconductor. La capa N (exceso de electrones) está formada por silicio dopado con fósforo y la capa P (defecto de electrones), por silicio dopado con boro. Cuando los fotones inciden sobre la capa N, los electrones absorben la energía de los fotones y escapan de la lámina de material. La capa N adquiere una diferencia de potencial respecto a la P y se genera una corriente eléctrica continua.

Las células fotovoltaicas se caracterizan por su curva I-V, que representa los valores de intensidad y voltaje medidos en unas condiciones determinadas de temperatura y radiación. Cuanto mayor es la irradiancia, mayor es la potencia generada, y a mayor temperatura, menos eficiente es la célula.

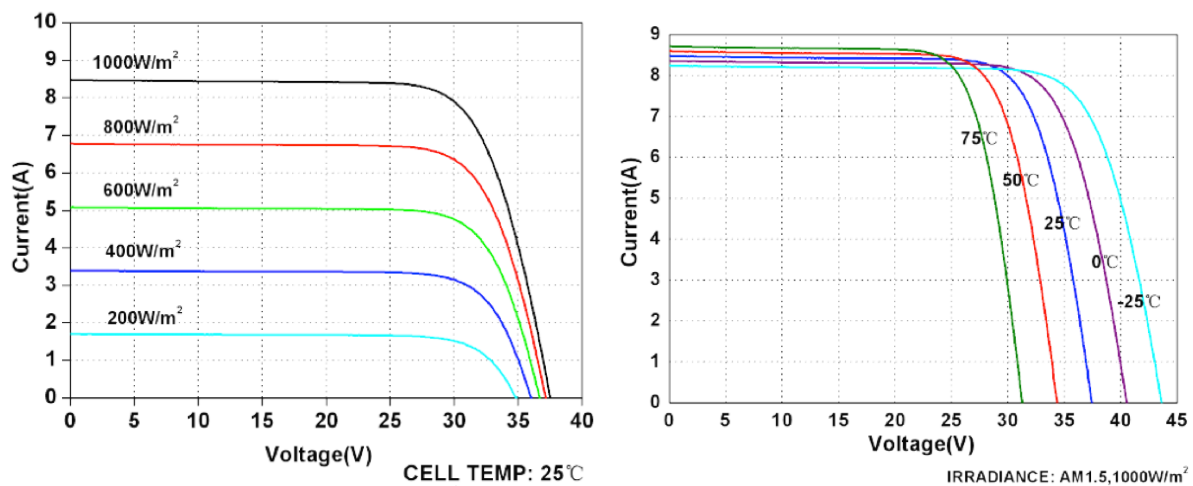


Figura 2. Influencia de la irradiancia y la temperatura Fuente: <https://tecnosolab.com/>

Las células fotovoltaicas se asocian, se encapsulan y se colocan en estructuras que las protejan y permitan su fijación, formando módulos fotovoltaicos. Según la tecnología de la célula, los módulos fotovoltaicos pueden clasificarse en monocristalinos, policristalinos o amorfos. En función del tipo de célula, la potencia generada por el módulo y el rendimiento varían.

La inclinación de los paneles es función de la latitud y la orientación dependerá del hemisferio donde se vaya a realizar la instalación. Si la instalación se ubica en el hemisferio norte, los paneles deberán orientarse al sur, mientras que si se instala en el hemisferio sur, deben orientarse al norte.

2.3.2 Energía eólica

La energía eólica aprovecha la energía cinética contenida en el viento. Esta energía se puede transformar en energía eléctrica por medio de los aerogeneradores. Es la tecnología más madura entre las energías renovables.

Las mediciones de velocidad y dirección del viento se realizan habitualmente a 10 metros respecto al suelo. Dado que los aerogeneradores presentan alturas mucho mayores y que la velocidad del viento varía con la altura (a mayor altitud, mayor velocidad y, por tanto, mayor potencia extraíble por el aerogenerador), es necesario conocer el perfil de velocidades. Para obtener la velocidad a distintas alturas se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$v_h = v_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^b$$

Donde b es un parámetro que depende de la rugosidad del terreno y que toma valores entre 0,10 y 0,40.

No toda la potencia contenida en el viento puede ser aprovechada. La máxima potencia que se puede extraer viene dada por la fórmula de Betz:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p$$

Donde: ρ es la densidad del aire

A es el área barrida por las palas del aerogenerador

v es la velocidad del viento

C_p es el coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia que expresa la relación entre la potencia extraíble por el aerogenerador y la potencia disponible en el viento. Este parámetro depende del tipo de aerogenerador. Su máximo teórico viene dado por el límite de Betz y es aproximadamente del 59 %. En la práctica, el coeficiente de potencia suele estar comprendido entre valores de 0,35 y 0,45, en función de la tecnología de la máquina.

Los generadores eólicos pueden clasificarse en dos grandes grupos según la posición del eje de trabajo:

- Aerogeneradores de eje horizontal. Pueden estar contruidos a barlovento o a sotavento. En los generadores a barlovento (el viento encuentra primero el rotor y luego la torre) es necesario un sistema de orientación que lo mantenga enfrentado al viento. Por el contrario, los generadores a sotavento son capaces de orientarse de manera autónoma.
- Aerogeneradores de eje vertical. Tienen menor rendimiento. No necesitan sistema de orientación pues pueden captar el viento de cualquier dirección.

Los más utilizados son los aerogeneradores de eje horizontal, tripala y a barlovento.

2.3.3 Energía hidráulica

La energía hidráulica se basa en la extracción de la energía contenida en un salto de agua a través de turbinas, que la convierten en energía mecánica de rotación y, acoplando las turbinas al eje de un alternador, se obtiene energía eléctrica. La potencia extraíble de un salto de agua, teniendo en cuenta el rendimiento del grupo turbina-generator es:

$$P = Q \cdot H \cdot g \cdot \rho \cdot \eta$$

La altura neta disponible se obtiene restando a la altura existente entre el nivel de agua de la cámara de carga y el de la turbina, la altura manométrica debida a las pérdidas de carga por rozamiento en la tubería forzada (tubería que lleva el agua hacia la turbina), en las válvulas y en los mecanismos.

Las centrales hidroeléctricas se clasifican, en función del emplazamiento donde se sitúan, en centrales de agua fluyente, centrales de regulación, centrales en canal de riego o de abastecimiento y centrales de bombeo. En las centrales de agua fluyente, el agua del río se desvía a través de conducciones hasta la sala de turbinas y tras obtener electricidad, se devuelve al cauce. Las centrales de regulación son aquellas en las que se construye un embalse en el cauce del río para almacenar el agua, además del agua procedente de las precipitaciones y del deshielo, lo cual permite regular el caudal turbinado y adaptarlo a la demanda de electricidad. Las centrales en canal de abastecimiento aprovechan las conducciones de agua para riego o para consumo humano para colocar en paralelo una tubería forzada y turbinar el agua para devolverla posteriormente al canal. Las centrales de bombeo poseen dos embalses situados a diferente altura, de manera que cuando la demanda es elevada se turbinan el agua desde el embalse superior al inferior, y cuando la demanda es menor, se bombea agua al embalse superior.

Las centrales también pueden clasificarse en función de la potencia instalada, distinguiéndose entre centrales de gran potencia (más de 10 MW), minicentrales hidráulicas (entre 1 MW y 10 MW) y microcentrales hidráulicas (menos de 1 MW).

El tipo de turbina que se vaya a utilizar en la central dependerá del caudal disponible y de la altura del salto de agua. Las turbinas hidráulicas se clasifican en turbinas de acción (aprovechan la energía cinética del fluido, el cual apenas cambia de presión a su paso por el rodete) y turbinas de reacción (aprovechan la presión del fluido y la convierten en energía cinética). Las más utilizadas son la turbina Banki, la turbina Pelton, la turbina Francis y la turbina Kaplan.

- Turbina Banki. Turbina de acción que tiene un amplio rango de funcionamiento, pues puede trabajar con saltos entre 1 y 200 metros y con un amplio rango de caudales.
- Turbina Pelton. Turbina de acción utilizada para saltos grandes y pequeños caudales.
- Turbina Francis. Turbina de reacción apta para trabajar con grandes rangos de alturas y caudales.
- Turbina Kaplan. Turbina de reacción empleada en saltos pequeños y caudales elevados. Pueden adaptarse a grandes variaciones de caudal.

En la imagen siguiente se muestran los rangos de aplicación de cada una de ellas:

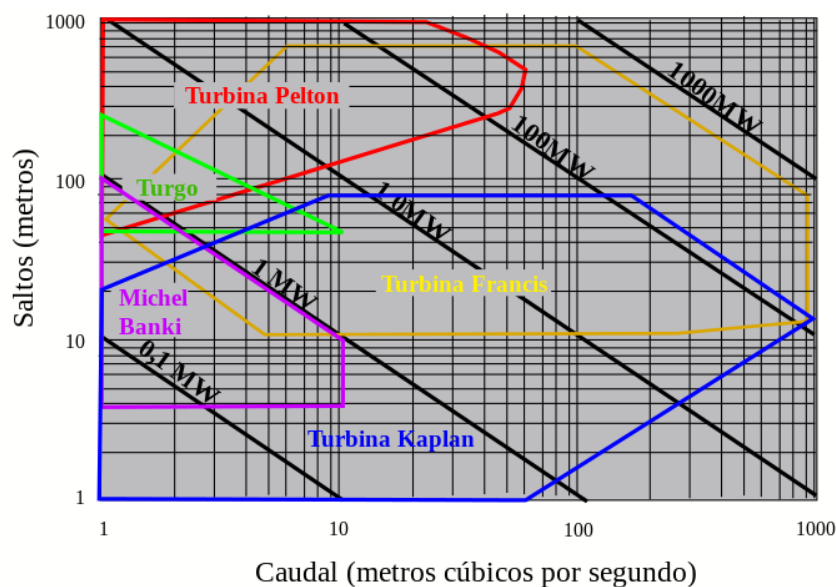


Figura 3. Rango de aplicación de turbinas hidráulicas. Fuente: <https://es.wikipedia.org/>

2.3.4 Gasificador de biomasa

Los métodos que se pueden utilizar para extraer energía de la biomasa son la combustión directa, la combustión tras un proceso físico de selección y separación (astillado, compresión, secado), un procesado termoquímico (pirólisis, gasificación o licuefacción) o un procesado bioquímico (digestión anaerobia o fermentación).

Una forma de obtener energía eléctrica a partir de biomasa es la gasificación, un proceso termoquímico que ocurre a alta temperatura y en presencia de un agente gasificante, en el cual la materia orgánica se descompone y da como resultado una mezcla de gases, principalmente monóxido de carbono, que puede ser utilizada en motores de combustión interna, calderas o turbinas de gas. El gas obtenido en el proceso es conocido como gas de síntesis o syngas. Normalmente se utiliza aire como gasificante.

El primer paso en el proceso de gasificación es el calentamiento de la biomasa para eliminar el agua que pueda contener. La segunda etapa es la pirólisis en la que se produce la descomposición térmica de la biomasa. A continuación se añade el gasificante y se produce la oxidación de los gases presentes en el reactor. La última etapa es la reducción en la cual se reducen los gases resultantes de la etapa anterior y se obtiene el producto final del proceso de gasificación. La composición de este producto final dependerá del gasificante utilizado. El gas obtenido debe someterse a tratamientos de limpieza y acondicionamiento antes de ser utilizado en motores o turbinas.

Existen dos tecnologías principales de gasificadores:

- Gasificadores de lecho fijo. Pueden diseñarse en configuración updraft (el gasificante asciende a través del gasificador), downdraft (el aire desciende por el gasificador) o crossdraft (el agente gasificante se introduce en el reactor por un lateral y el producto final sale por el lado opuesto).
- Gasificadores de lecho fluido. Dentro de esta clasificación pueden encontrarse gasificadores de lecho fluido burbujeante, de lecho fluido circulante y de lecho arrastrado.

2.3.5 Generador diésel

El generador transforma la energía química contenida en el combustible en energía mecánica mediante un motor de combustión interna. Este motor va acoplado a un alternador que transforma la energía mecánica en electricidad.

La ventaja de los generadores diésel es que tienen un rendimiento mayor que los de gasolina. Además, el diésel tiene un poder calorífico mayor que la gasolina, lo cual permite obtener más energía para un determinado volumen.

El inconveniente del diésel es la dificultad de suministro en zonas aisladas, como es el caso de la zona de estudio, por lo que en el diseño del sistema de abastecimiento eléctrico deberán minimizarse las horas de funcionamiento del generador.

2.3.6 Equipos auxiliares

2.3.6.1 Baterías

Las baterías son un elemento necesario en el diseño de la instalación. Son las encargadas de almacenar la energía cuando haya un exceso de producción para poder usarla posteriormente.

Existen diferentes tipos de baterías, como las de plomo-ácido, níquel-cadmio o níquel-hierro. Las más utilizadas son las de plomo-ácido porque presentan un menor coste y son capaces de cargarse con corrientes de diversa intensidad.

La capacidad es la cantidad de electricidad que puede suministrar una batería cuando está totalmente cargada. Se mide en amperios hora (Ah) y se ve muy afectada por los ciclos de carga y descarga y por la profundidad de descarga. A mayor número de ciclos y cuanto mayor sea la descarga, menor será la vida útil de la batería. La profundidad de descarga es el porcentaje de la capacidad total que se utiliza en un ciclo de descarga.

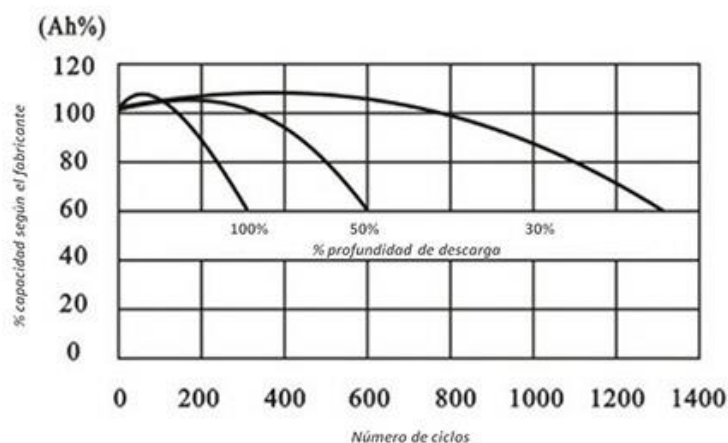


Figura 4. Profundidad de descarga Fuente: <http://www.tecsol24h.net/>

2.3.6.2 Inversor

Es el elemento encargado de convertir la corriente continua que proviene de los módulos fotovoltaicos y las baterías en corriente alterna. El inversor es fundamental, pues la mayoría de los

elementos de las viviendas a las que se les quiere suministrar electricidad funcionan con corriente alterna.

El inversor adapta las características de producción de las células fotovoltaicas a las necesidades de la carga que se quiere alimentar, intentando que las células trabajen siempre en el punto de máxima potencia.

2.3.6.3 Regulador de carga

El regulador de carga se utiliza para proteger las baterías y alargar su vida útil, pues controla la corriente que proviene de los paneles solares para evitar que las baterías sufran sobrecargas o descargas muy profundas.

Si la batería está totalmente cargada, el regulador corta el flujo de corriente proveniente de los módulos fotovoltaicos. Por el contrario, si se produce un exceso de uso, interrumpe la conexión con el consumo para evitar una descarga excesiva.

2.4 Software informático

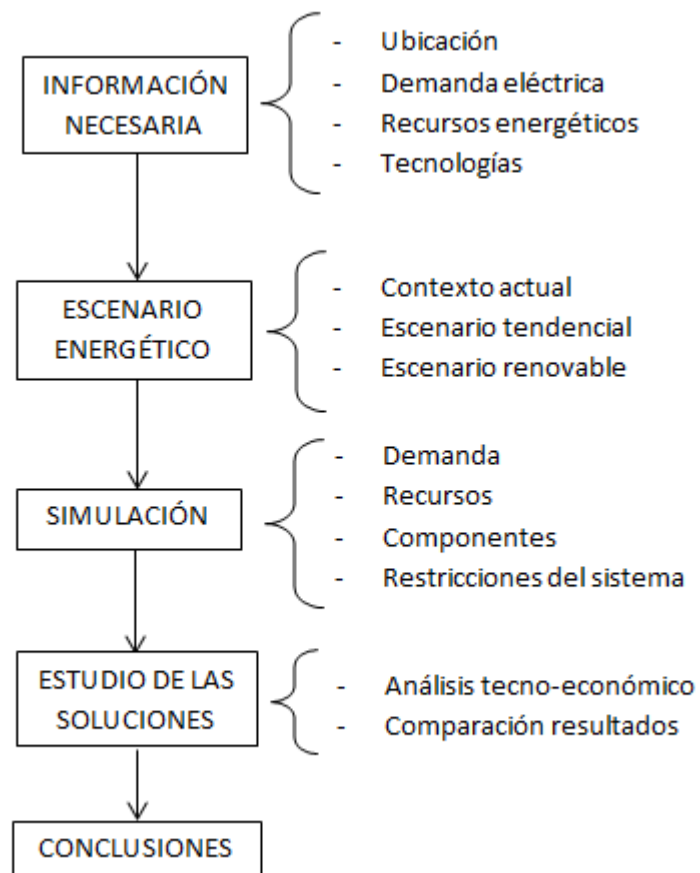
El análisis de las distintas configuraciones propuestas en el diseño del sistema híbrido renovable se realizará mediante el software HOMER, desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos. El programa permite el análisis técnico y económico de distintas configuraciones energéticas para sistemas conectados a red o para zonas aisladas. Se pueden modelar sistemas para cubrir demandas de carácter eléctrico y/o térmico.

Para realizar el análisis, hay que introducir una serie de parámetros de entrada, como el perfil de la demanda eléctrica, los recursos energéticos de la zona y los componentes del sistema. También permite añadir restricciones técnicas, económicas o legales al sistema. A partir de estos datos, HOMER realiza balances de energía para cada configuración considerada y determina cuáles permiten satisfacer la demanda y cuáles no, cumpliendo con las condiciones especificadas para la instalación. El programa muestra el conjunto de configuraciones viables y el coste asociado a cada uno de ellas.

En el presente TFG se empleará el software descrito para el diseño del sistema híbrido y se analizarán los resultados proporcionados por HOMER para poder escoger la solución óptima que permita satisfacer la demanda eléctrica de la población objeto de estudio.

3 CASO DE ESTUDIO

En el presente capítulo se aborda el diseño del sistema híbrido renovable. Para ello se realizará el cálculo de la demanda eléctrica y el estudio de los recursos energéticos de la zona y se llevará a cabo el análisis tecno-económico de las distintas configuraciones. La metodología empleada en el desarrollo del trabajo es la siguiente:



3.1 Contexto socio-económico de la República Democrática del Congo

La República Democrática del Congo es un país situado en la región ecuatorial de África. Tiene una superficie de 2.345.441 km² y una población de aproximadamente 78.736.153 habitantes según los datos estimados por el Banco Mundial (2016). Su capital, Kinshasa, cuenta con una población de aproximadamente 10 millones de habitantes. El país limita con la República Centroafricana y Sudán por el norte, Zambia y Angola por el sur, Uganda, Ruanda, Burundi y Tanzania por el este y la República del Congo por el oeste.



Figura 5. Ubicación de la RDC Fuente: <http://www.icex.es/>

El río Congo, el segundo más caudaloso del mundo tras el Amazonas, atraviesa gran parte del país. La República Democrática del Congo alberga entre el 40 % y el 50 % de las reservas totales de agua dulce del continente africano y posee la mayor selva tropical del planeta tras la selva amazónica en la parte norte del país, así como terrenos montañosos al este, sabana en la región oeste y grandes yacimientos minerales al sur.

La Constitución aprobada en 2015 divide el país en 25 provincias más la ciudad de Kinshasa. Cada provincia está dividida a su vez en territorios. Concretamente, Kobo se sitúa en el territorio de Gungu, en la provincia de Kwilu, a unos 700 km al sureste de la capital.

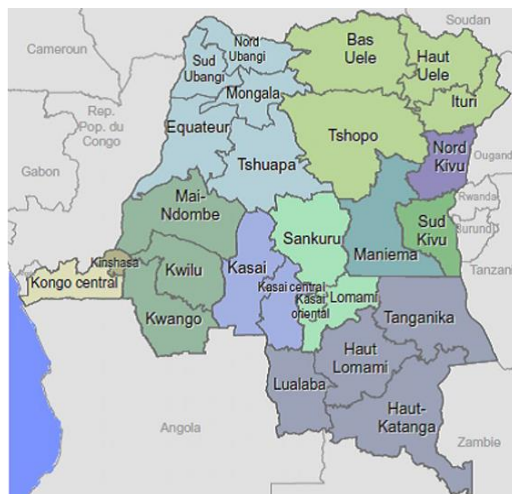


Figura 6. Provincias de la RDC Fuente: <https://www.investindrc.cd/>



Figura 7. Provincia de Kwilu Fuente: <http://www.congo-autrement.com/>

El clima es húmedo y cálido, con altos índices pluviales. Las lluvias son abundantes y regulares, y la temperatura promedio se sitúa alrededor de los 25°C. Existen dos estaciones diferenciadas a lo largo del año: la estación seca y la estación húmeda. En la zona de Kwilu, el período de lluvias se prolonga de octubre a mayo.

La situación económica del país ha mejorado en los últimos años gracias a la condonación de gran parte de la deuda externa por parte del FMI y el Banco Mundial en 2010, así como la estabilidad política alcanzada tras un largo período de conflicto armado. El PIB creció en valores entre el 6 % y el 8 % entre 2011 y 2015. Sin embargo, en 2016 y 2017 el PIB bajó a un 2,4 % y 2,8 % respectivamente.

La mayor parte de la población vive bajo el umbral de la pobreza. Según el Informe sobre Desarrollo Humano elaborado por las Naciones Unidas en 2016, la RDC es uno de los países con menor Índice de Desarrollo Humano (ocupa el puesto 178 de 188). Según los datos del Banco Mundial (2016), el PIB per cápita es de 460 US\$.

La RDC es uno de los países con mayor riqueza natural del planeta, pues posee grandes yacimientos de diamantes, oro, cobalto, plata y cobre, entre otros minerales. Sin embargo, la explotación de gran parte de estos yacimientos se lleva a cabo de manera ilegal, impidiendo que estas riquezas contribuyan al desarrollo económico del país. A pesar de la enorme cantidad de tierras cultivables de que dispone, la inmensa mayoría de las tierras está dedicada a cultivos de subsistencia.

A pesar del enorme potencial energético disponible, sobre todo en términos de energías renovables, la tasa de electrificación nacional según el Banco Mundial (2016) es del 17 %, con grandes diferencias entre las zonas rurales y las zonas urbanas. El acceso a la electricidad en las ciudades es superior al 30 %, mientras que en zonas rurales no alcanza el 5 %. Actualmente hay instalados unos 2500 MW. El gobierno congoleño se ha fijado el objetivo de conseguir una tasa de electrificación del 60 % en 2025 y para ello ha establecido distintas medidas, entre ellas el Proyecto Gran Inga. Se calcula que si la central hidroeléctrica de Inga estuviera construida en todas sus fases, contaría con una potencia instalada de 40.000 MW. En la actualidad se estima que sólo se explota el 2,5 % del potencial hidroeléctrico del país.

3.2 Contexto energético

La República Democrática del Congo es un país con un abundante potencial energético, principalmente en lo referente a energías renovables. Sin embargo, el acceso a la electricidad es muy bajo. Los principales objetivos del gobierno en materia energética son aumentar la tasa de electrificación en el sector doméstico y el sector industrial.

Este país tiene una gran dependencia de la biomasa forestal, pues este recurso cubre aproximadamente un 93 % de la demanda energética del país. El principal inconveniente es que esta biomasa tradicional, usada para cocinar e iluminar los hogares, tiene un bajo desarrollo tecnológico y una eficiencia muy reducida.

Según los datos de la Agencia Internacional de la Energía, en 2015 el consumo total de energía primaria del país era de 21.500 ktep y tenía una población de 77,27 millones de habitantes, por lo que el consumo per cápita era de 0,28 tep por habitante frente al 1,25 tep por habitante en

que se situaba la media mundial. La Agencia Internacional de la Energía es una organización cuyo objetivo es impulsar el desarrollo económico y promover la sostenibilidad ambiental a través del desarrollo de energías alternativas a nivel mundial. La organización posee un banco de datos donde se recoge información de todos los países sobre consumo de energía, datos económicos, población y emisiones desde 1990.

Teniendo en cuenta los datos sobre población, PIB y consumo de energía por sectores desde 1990 hasta 2015, se pueden obtener los ritmos de variación anuales según la fórmula siguiente:

$$\text{Variación anual} = \left(\frac{v_f}{v_i}\right)^{\frac{1}{n}} - 1$$

Los ritmos de crecimiento obtenidos para la República Democrática del Congo son:

- Demanda energética del sector industrial: 1,5 %
- Demanda energética en transporte: 6 %
- Demanda energética del sector servicios: -3,9 %
- Demanda energética del sector doméstico: 3,1 %
- Demanda energética en agricultura y pesca: 0 %
- Crecimiento de la población: 3,1 %
- Crecimiento del PIB: 1 %

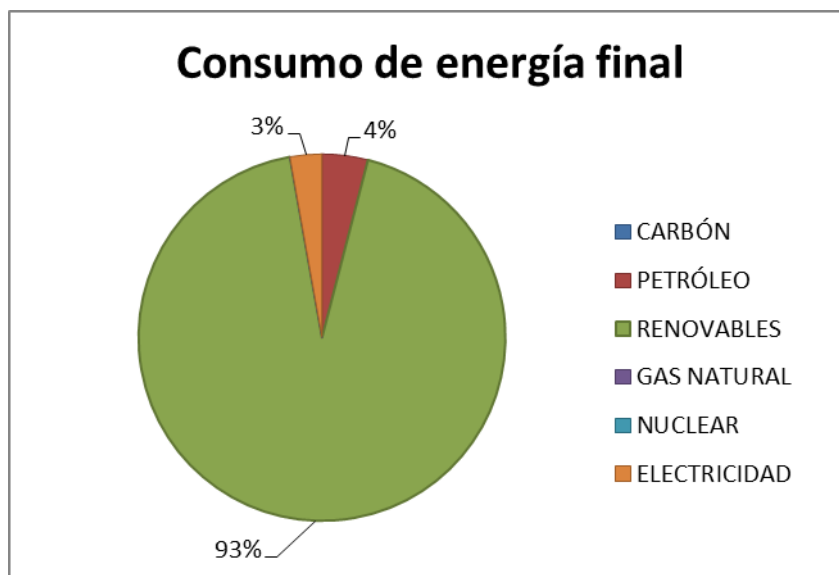
En el año 2015, prácticamente el 100 % de la electricidad se generó a partir de fuentes renovables, principalmente de la biomasa y la hidráulica. Solamente el 0,5 % de la electricidad se generó a partir de combustibles fósiles. Del total de energía primaria consumida, el 95 % provenía de energías renovables. A continuación se muestran los datos tomados de la Agencia Internacional de la Energía para el año 2015 (todos los datos aparecen expresados en kilotoneladas equivalentes de petróleo).

SECTOR	CARBÓN	PETRÓLEO	GAS NATURAL	RENOVABLES	NUCLEAR	ELECTRICIDAD	TOTAL
Industria	0	15	0	3062	0	343	3420
Transporte	0	881	0	0	0	0	881

Servicios	0	0	0	0	0	64	64
Doméstico	0	2	0	16915	0	218	17135
Agricultura y Pesca	0	0	0	0	0	1	1
Generación Electricidad	0	3	1	839	0		843
TOTAL FUENTE	0	901	1	20816	0	626	22344

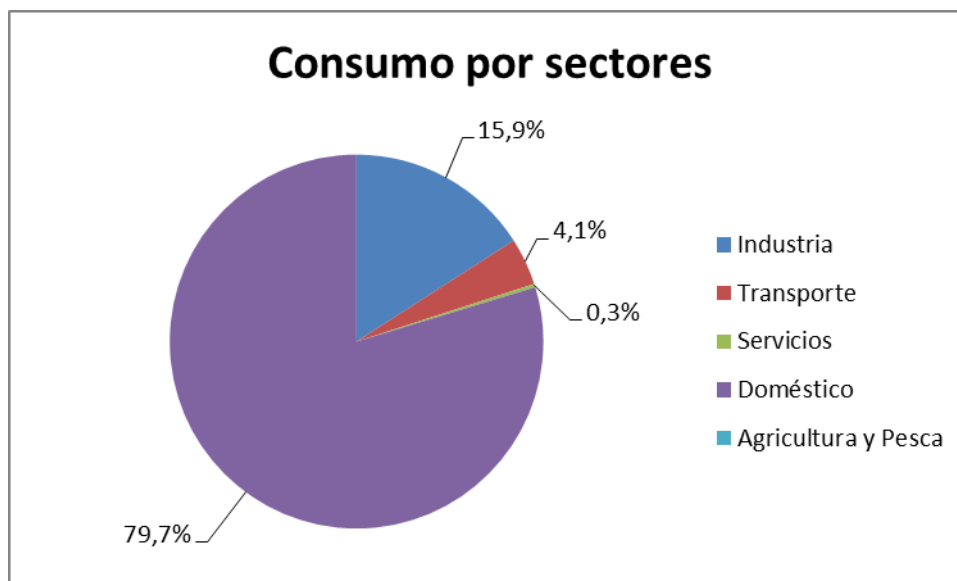
Tabla 1. Consumo de energía final en 2015. Fuente: AIE

En la gráfica siguiente se puede observar que el consumo de electricidad supone una fracción muy pequeña del total de energía consumida, pues la mayor parte de la energía consumida proviene de la biomasa, que se usa con fines domésticos.



Gráfica 1. Porcentaje de cada fuente en el consumo de energía final. Fuente: Elaboración propia

En cuanto al consumo por sectores, es el sector doméstico el que mayor consumo de energía final presenta, seguido de la industria, tal como se muestra en la gráfica siguiente.



Gráfica 2. Consumo de energía por sectores. Fuente: Elaboración propia

Los datos presentados demuestran que el acceso a la electricidad en el país es muy bajo, predominando el consumo de energías renovables en usos domésticos, con reducido desarrollo tecnológico y, por tanto, poco eficiente, todo ello a pesar del enorme potencial energético de que dispone la República Democrática del Congo.

3.2.1 Escenario tendencial

El escenario tendencial, también conocido como escenario BAU (Business As Usual), es aquel en el que la contribución de cada fuente al consumo de cada sector se mantiene constante cada año. Es un escenario de referencia en el que no se introduce ningún cambio respecto a los años anteriores, motivo por el cual se asume que las tendencias que se dieron en el pasado se mantendrán en el futuro.

En el presente apartado se elaborará un escenario tendencial con objeto de estudiar cómo sería la evolución energética del país si no se aplicara ninguna medida adicional a las ya existentes. De este modo se podrá analizar el acceso a la electricidad y el consumo de energía de la población en el futuro si todos los indicadores se mantuvieran constantes.

Los ritmos de crecimiento anual, tanto en la demanda por sectores como el PIB y la población, serán los calculados anteriormente, excepto la demanda en el sector servicios. Para este

sector se considerará que su demanda aumenta un 1 % anual, pues observando los datos publicados por la Agencia Internacional de la Energía se puede ver que el crecimiento es negativo debido a un ligero descenso en la demanda en los últimos años, situación que se considera que se va a revertir, pues si la variación anual se mantuviese en negativo, el sector acabaría por desaparecer, hecho que se ha considerado que no va a suceder.

Primeramente se ha elaborado una tabla con los datos para el año 2015 en la que se muestra el consumo que cada sector realiza de cada una de las fuentes energéticas. Estos datos se tomarán como punto de partida para los cálculos.

SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Nuclear	Total
Industria	ktep	343	0	15	0	3.062	0	3.420
	%	<i>10</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>90</i>	<i>0</i>	
Transporte	ktep	0	0	881	0	0	0	881
	%	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>100</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	
Servicios	ktep	64	0	0	0	0	0	64
	%	<i>100</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	
Doméstico	ktep	218	0	2	0	16.915	0	17.135
	%	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>99</i>	<i>0</i>	
Agric. Y Pesca	ktep	1	0	0	0	0	0	1
	%	<i>100</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	
Gen. Electricidad	ktep		0	3	1	839	0	843
	%		<i>0</i>	<i>0,356</i>	<i>0,119</i>	<i>99,53</i>	<i>0</i>	

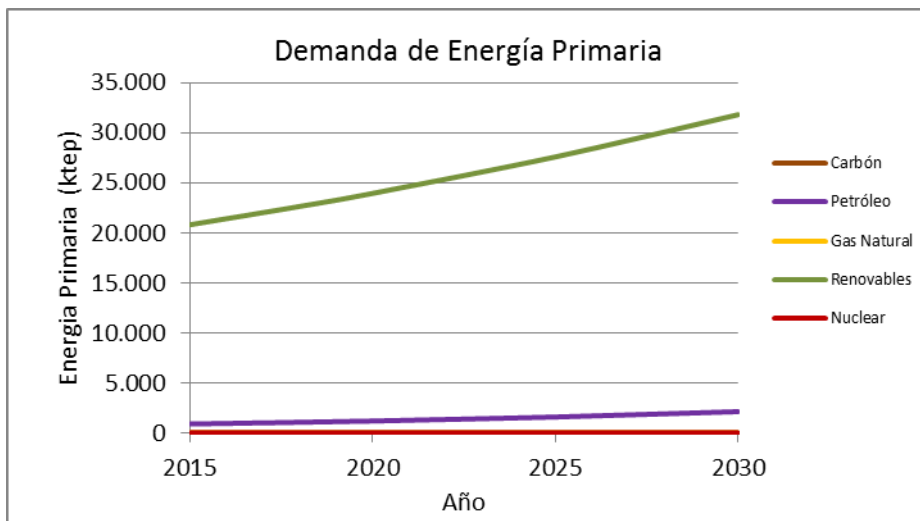
Tabla 2. Consumo de energía por sectores en 2015. Fuente: AIE

Al aplicar los ritmos de variación de la demanda calculados anteriormente a los datos de la tabla anterior, se obtienen los siguientes valores de consumo energético para el año 2030.

SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Nuclear	Total
Industria	ktep	431	0	19	0	3.849	0	4.299
	%	10	0	0	0	90	0	
Transporte	ktep	0	0	2.109	0	0	0	2.109
	%	0	0	100	0	0	0	
Servicio	ktep	74	0	0	0	0	0	74
	%	100	0	0	0	0	0	
Doméstico	ktep	346	0	3	0	26.838	0	27.187
	%	1	0	0	0	99	0	
Agric.y Pesca	ktep	1	0	0	0	0	0	1
	%	100	0	0	0	0	0	
Gen. Electricidad	ktep		0	4	1	1.127	0	1.132
	%		0	0	0	100	0	

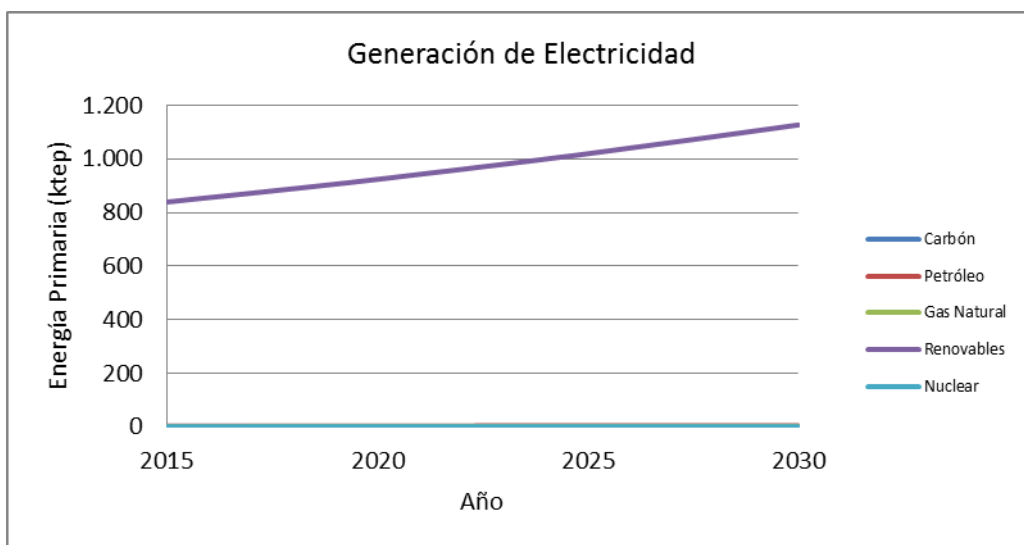
Tabla 3. Consumo de energía por sectores en 2030 del escenario tendencial. Fuente: Elaboración propia

En la gráfica que se muestra a continuación se puede observar que la demanda de energías renovables es la que más aumenta, confirmando los hechos que se vienen produciendo hasta el momento, es decir, que la principal fuente energética que se consume en el país es la biomasa tradicional. Además, observando la tabla anterior se comprueba que es el sector doméstico el que hace un mayor consumo de las fuentes renovables.



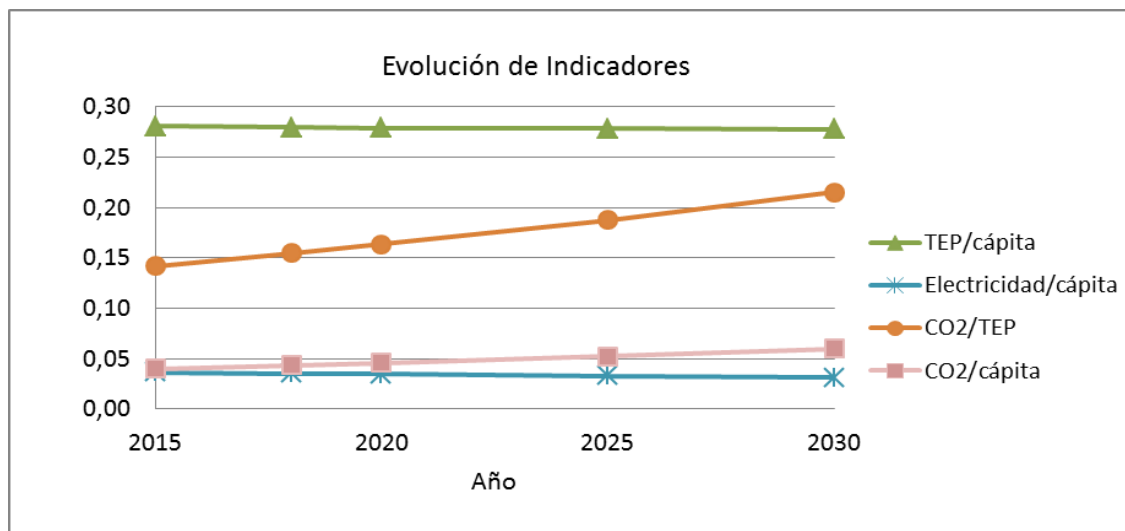
Gráfica 3. Contribución de cada fuente escenario BAU. Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la generación de electricidad, la demanda eléctrica seguiría cubriéndose con fuentes renovables.



Gráfica 4. Generación de electricidad escenario BAU. Fuente: Elaboración propia

En este caso, el consumo de energía per cápita se mantendría en torno a 0,28 tep/habitante a lo largo de los años y el consumo de electricidad disminuye de 0,036 kWh por habitante en 2015 a 0,030 kWh/habitante en 2040. El aumento del consumo del petróleo conllevaría un aumento de las emisiones de CO₂.



Gráfica 5. Evolución de indicadores escenario BAU. Fuente: Elaboración propia

3.2.2 Escenario propuesto para la República Democrática del Congo

En este apartado se plantea un nuevo escenario energético los objetivos del cuál son aumentar el grado de electrificación. El acceso a la electricidad facilitará el desarrollo de la industria y el comercio y permitirá mejorar las condiciones de vida de la población. Una forma de conseguir estos objetivos sería mediante la instalación de sistemas híbridos renovables, como el que se plantea más adelante en el desarrollo del trabajo, en aquellas zonas aisladas y de difícil acceso a las cuales no llega la electricidad. El escenario propuesto comparte con el escenario tendencial los principales indicadores socio-económicos, como la evolución del Producto Interior Bruto y de la población.

El objetivo que se busca alcanzar es el de conseguir un grado de electrificación del 60 % en 2030. Para ello se aumentará el consumo de electricidad de cada sector, reduciendo el consumo de energías renovables, es decir, los usos que se hacían de energías renovables para iluminar, calentar o cocinar se realizarán mediante el consumo de electricidad. Como los últimos datos disponibles son del año 2015, la evolución hasta 2018 se asumirá tendencial, es decir, los datos de consumo energético hasta este año serán los mismos que los calculados en el apartado anterior.

Tal como aparece en la Tabla 1, la generación de electricidad en el 2015 se situaba en 843 ktep, es decir, 9.804,09 GWh, para los 77,27 millones de habitantes del país. Según los datos del Banco Mundial, en 2015 la tasa de electrificación era del 16,4 %. Si la población se mantuviese constante a lo largo de los años, sería necesaria una generación de electricidad de 35.450 GWh para alcanzar un 60 % de electrificación. Sin embargo, aplicando la tasa de crecimiento de la población calculada anteriormente se obtiene que en 2030 la población del país ascenderá a 122,103 millones de habitantes, por lo que para alcanzar una tasa de electrificación será necesario generar 91.570 GWh de electricidad.

De los datos anteriores se tiene que entre 2015 y 2030 se debe pasar de 9.840,09 GWh a 91.570 GWh, lo que supone un incremento de 81.729,91 GWh a lo largo del período. En el cálculo del escenario tendencial se ha obtenido que en 2018 la generación de electricidad se sitúa en 10.385,59 GWh. Como las medidas propuestas se inician en este año, la generación de electricidad entre el 2019 y el 2030 debe aumentar 81184,41 GWh, lo que supone un aumento de 7.380,4 GWh anuales.

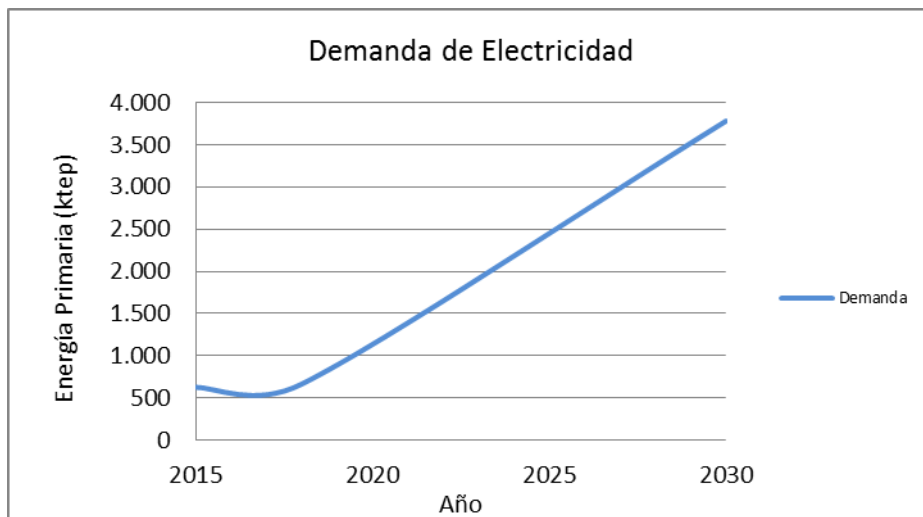
El aumento de generación eléctrica se repartirá entre el sector industrial y el doméstico, pues son los que mayor consumo de energía presentan y también mayor ritmo de crecimiento de la demanda, quedando repartido del siguiente modo: sector doméstico 60 % y sector industrial 40 %.

En este escenario, los valores de consumo energético que se obtendrían en el año 2030 serían los siguientes:

SECTOR		Electricidad	Carbón	Petróleo	Gas natural	Renovables	Nuclear	Total
Industria	ktep	1.602	0	19	0	2.674	0	4.276
	%	37	0	0	0	63	0	
Transporte	ktep	0	0	2.111	0	0	0	2.111
	%	0	0	100	0	0	0	
Servicio	ktep	74	0	0	0	0	0	74
	%	100	0	0	0	0	0	
Doméstico	ktep	2.104	0	3	0	24.983	0	27.087
	%	8	0	0	0	92	0	
Agric.y Pesca	ktep	1	0	0	0	0	0	1
	%	100	0	0	0	0	0	
Gen. Electricidad	ktep		0	17	6	4.850	0	4.873
	%		0	0	0	100	0	

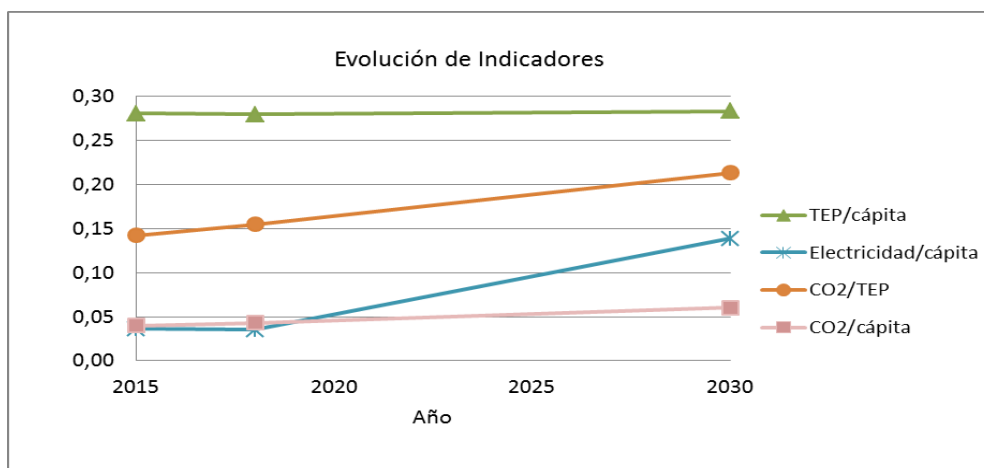
Tabla 4. Consumo de energía por sectores en 2030 del escenario tendencial. Fuente: Elaboración propia

En la gráfica se muestra como la demanda de electricidad aumenta considerablemente, pasando de 626 ktep en 2015 a 3.781 ktep en 2030.



Gráfica 6. Demanda de electricidad escenario propuesto. Fuente: Elaboración propia

En la evolución de indicadores se observa que el consumo de electricidad per cápita pasa de 0,036 kWh/hab a 0,139 kWh/hab.



Gráfica 7. Evolución de indicadores escenario propuesto. Fuente: Elaboración propia

3.3 Caracterización de la demanda

El estudio de la demanda se basa en la obtención de un perfil de consumo de electricidad para cada día del año, de modo que se pueda diseñar un sistema de abastecimiento que sea capaz de cubrir dicha demanda. Al tratarse de una zona aislada de la red, el sistema deberá ser capaz de abastecer la totalidad de la demanda.

Para estimar la demanda de electricidad del caso de estudio, se considerarán dos perfiles de consumo diferentes, uno para los días laborables y otro para los festivos. Dado que se quiere suministrar electricidad a toda la población, habrá que tener en cuenta la electricidad demanda tanto por los hogares como por los distintos comercios e industrias de la zona.

El cálculo de la demanda de los hogares se realizará diferenciando entre hogares de bajos recursos y hogares de altos recursos. La población cuenta con un total de 750 hogares, de los cuales se considera que el 90 % disponen de pocos ingresos. Los elementos de que dispone cada uno de ellos se muestran a continuación:

HOGARES BAJOS RECURSOS	HOGARES ALTOS RECURSOS
- Bombilla 11 W (x3)	- Bombilla 11 W (x6)
- Radio 15 W	- Radio 15 W (x2)
- Ventilador 60 W	- Ventilador 60 W
	- Televisión 30 W

Tabla 5. Demanda eléctrica de los hogares. Fuente: Elaboración propia

La tabla siguiente muestra los comercios existentes y la potencia demandada por cada uno de ellos, así como su consumo diario:

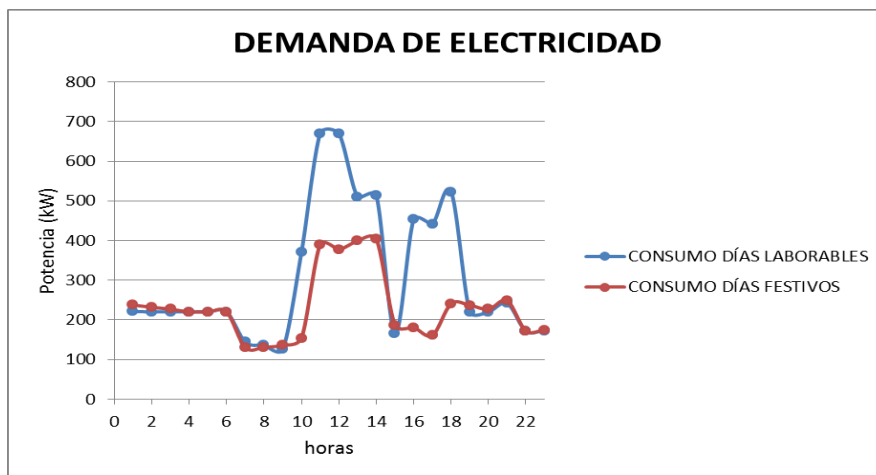
	CANTIDAD	POTENCIA (kW)	CONSUMO (kWh)
MOLINO	2	40	240
DESGRANADORA DE	2	80	240

CACAHUETES			
AZUCARERA	2	40	200
MATADERO	1	10	50
CÁMARA FRIGORÍFICA	2	120	1440
BOMBEO DE AGUA	1	100	400
PEQUEÑOS ARTESANOS	10	30	210

Tabla 6. Demanda eléctrica de comercios. Fuente: Atlas de energías renovables de la RDC.

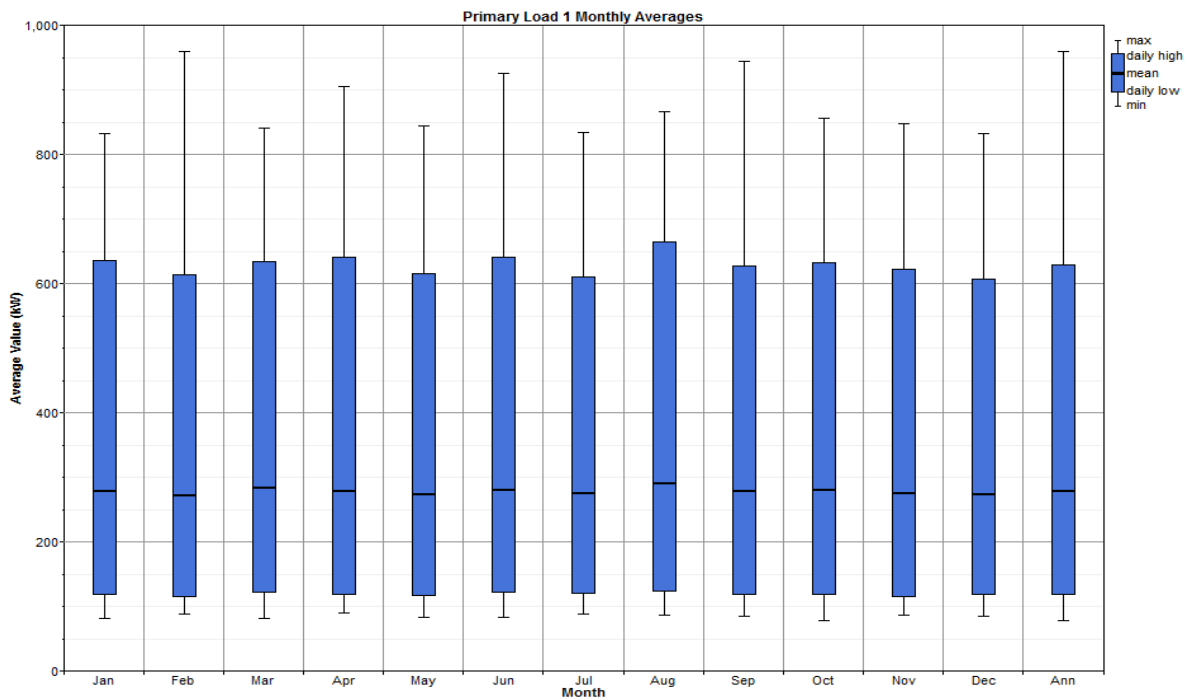
Según los datos que recoge el “Atlas de energías renovables” elaborado por el Ministerio de Medio Ambiente del Congo, se estima que el alumbrado público para esta población requiere una potencia de 20,16 kW.

Con los datos anteriores se han estimado los patrones de demanda media para días laborables y días festivos que se muestran a continuación:



Gráfica 8. Demanda media diaria de la zona de estudio. Fuente: Elaboración propia

Al introducir estos perfiles de carga en el programa HOMER, se considerará un 5 % de variabilidad de la demanda, dada la imposibilidad de que el consumo de electricidad permanezca completamente constante a lo largo del año. Al considerar dicha variabilidad, se obtiene que el pico de potencia se sitúa en 960 kW y se da en el mes de febrero. El consumo medio de electricidad es de 6,7 MWh/día.



Gráfica 9. Variación de la demanda a lo largo del año. Fuente: HOMER

3.4 Recursos energéticos

A continuación se realizará un estudio de los recursos energéticos existentes en la zona de Kobo con el fin de conocer su potencial y poder elegir las tecnologías más adecuadas para el sistema de abastecimiento.

3.4.1 **Radiación solar**

Para poder realizar una instalación fotovoltaica es necesario conocer la radiación solar que llega a la superficie donde se va a situar la instalación así como el índice de claridad. La República Democrática del Congo tiene un enorme potencial en energía solar, pues dispone de un elevado número de horas de sol a lo largo del año. Los parámetros de radiación e índice de claridad para

cada mes del año pueden obtenerse introduciendo las coordenadas geográficas del lugar de estudio en la base de datos de PVGIS.

MES	RADIACIÓN DIARIA (Wh/m ² /día)	ÍNDICE DE CLARIDAD
Enero	4550	0,427
Febrero	4830	0,450
Marzo	5440	0,517
Abril	5060	0,513
Mayo	5700	0,629
Junio	6210	0,722
Julio	6530	0,744
Agosto	6190	0,654
Septiembre	5620	0,550
Octubre	5280	0,498
Noviembre	4620	0,435
Diciembre	4330	0,410

Tabla 7. Radiación solar e índice de claridad. Fuente: PVGIS

Con estos datos se obtiene una radiación media anual de 5368 Wh/m²/día y un índice de claridad medio de 0,538.

3.4.2 Viento

El parámetro fundamental que es necesario conocer para realizar una instalación eólica es la velocidad del viento. Consultando el atlas eólico disponible en la página web del fabricante de aerogeneradores Enair, se han obtenido los siguientes valores medios de velocidad del viento para cada mes del año en la zona de estudio:

MES	VELOCIDAD (m/s)
Enero	2,8
Febrero	3,0
Marzo	2,9
Abril	2,9
Mayo	2,9
Junio	3,1
Julio	3,2
Agosto	3,4
Septiembre	3,3
Octubre	3,4
Noviembre	3,2
Diciembre	2,9

Tabla 8. Velocidad media del viento. Fuente: Enair

De los datos anteriores se deduce que el recurso eólico no es muy abundante en la zona, pues la velocidad media anual se sitúa en 3,08 m/s. Sin embargo, se va a considerar esta tecnología a la hora de diseñar el sistema híbrido renovable, pues en la actualidad es posible encontrar aerogeneradores que empiecen a suministrar potencia con velocidades de viento de 2 m/s.

De la fuente anterior se ha obtenido también la rosa de los vientos, que indica la dirección predominante que tiene el viento en esta zona. De la imagen se obtiene que lo más probable es que el viento sople en dirección noroeste, dirección hacia la cual deberán orientarse los aerogeneradores.

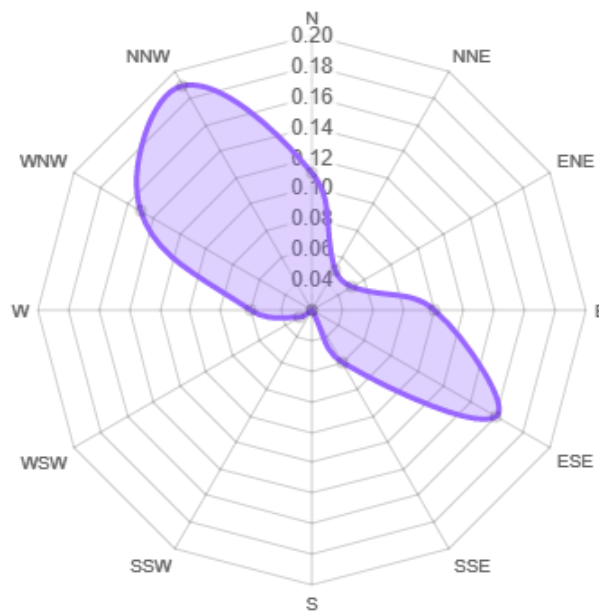
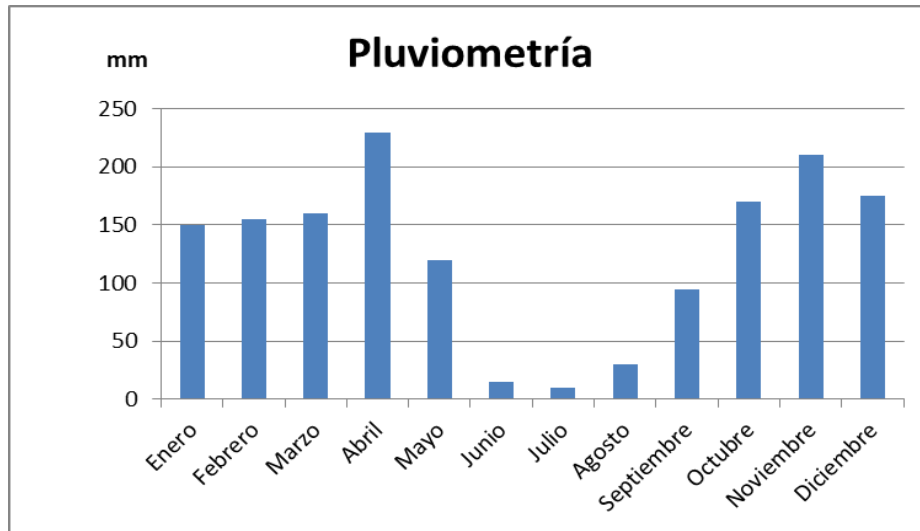


Figura 8. Rosa de los vientos. Fuente: Enair

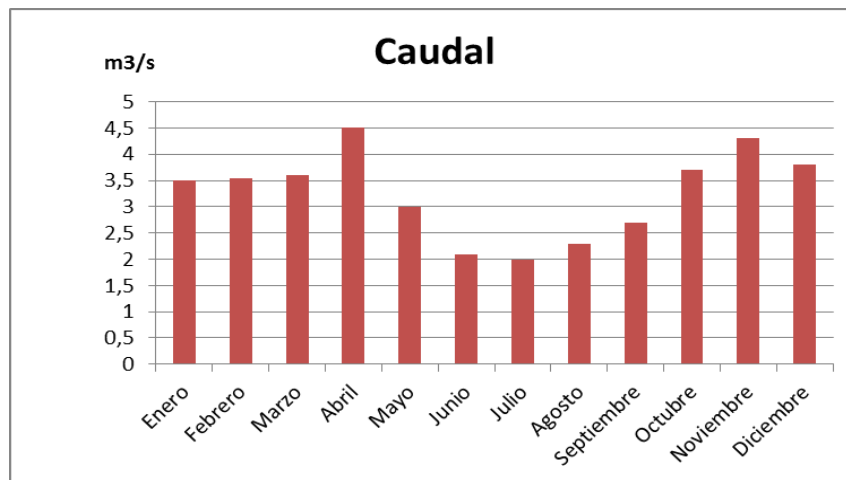
3.4.3 Recurso hidráulico

La población de Kobo cuenta con un río cercano, el río Kakole, motivo por el cual se va a incluir la energía hidráulica como posible tecnología del sistema de abastecimiento de energía eléctrica. Este río tiene un caudal medio de 3 m³/s, que variará a lo largo del año en función de la pluviometría del lugar (gráfica 7).



Gráfica 10. Pluviometría de Kobo. Fuente: <https://es.climate-data.org>

Las variaciones del caudal del río cada mes se han estimado en función de los datos anteriores de pluviometría (gráfica 8). El salto de agua disponible es de 20 metros. Se establecerá un caudal residual o caudal ecológico (caudal que es necesario mantener en el río para preservar los ecosistemas existentes en su cauce) de $1 \text{ m}^3/\text{s}$.



Gráfica 11. Variación del caudal a lo largo del año. Fuente: Elaboración propia

3.4.4 Biomasa

El país dispone de un enorme potencial en biomasa debido a la existencia de grandes superficies de cultivo y la gran cantidad de zonas forestales repartidas a lo largo de todo el territorio. En concreto, en la región de Kobo las principales actividades económicas son la agricultura y la ganadería, siendo los principales cultivos existentes en la zona de mandioca, cacahuete y maíz. De entre estos productos se ha decidido utilizar el cacahuete como biomasa por ser el cultivo mayoritario en la región. Las propiedades de este residuo orgánico se han obtenido mediante la base de datos Phyllis y son los siguientes:

- Poder calorífico inferior: 15,16 MJ/kg
- Contenido en carbono: 43,8 %
- Precio: 200 \$/t

Se estima que se puede disponer aproximadamente de 10 toneladas de residuos de cacahuete al mes que pueden ser aprovechadas como combustible en un gasificador de biomasa.

3.4.5 Diésel

Para cubrir los picos de carga se va a considerar la opción de utilizar un generador diésel. Las características de este combustible son:

- Densidad: 832 kg/m³
- Poder calorífico inferior: 43,1 MJ/kg
- Precio: 1,20 \$/l

3.5 Equipos seleccionados

En el presente apartado se escogerán los distintos elementos que formarán parte del sistema híbrido renovable y que deberán ser capaces de satisfacer la demanda eléctrica de la población a partir de los recursos existentes en la zona y que han sido estudiados anteriormente.

3.5.1 Paneles fotovoltaicos

En la instalación solar fotovoltaica se van a considerar potencias de 150, 200 y 250 kW, de forma que el software HOMER pueda realizar varias iteraciones con distintos tamaños de instalación y encontrar la solución óptima.

En este trabajo se propone una instalación fotovoltaica en suelo. Los paneles deberán orientarse en dirección norte ya que Kobo está situado en el hemisferio sur. La orientación óptima de los paneles se obtiene al introducir las coordenadas geográficas del lugar en la base de datos de PVGIS, siendo ésta de 12º.

Para la instalación se han escogido los paneles de la empresa *Atersa*. En concreto se ha elegido el modelo EPSA 200, que tiene una potencia de 200 W y un precio de 151 € por módulo. A falta de datos sobre los costes de inversión y mantenimiento en el país de estudio, la estimación de dichos costes se ha realizado a partir de la información del “*Plan de Energías Renovables 2011-2020*” (en adelante, *PER 2011-20*). Según estos datos, los costes de inversión previstos para el año 2020 para instalaciones solares fotovoltaicas en suelo son 1,15 €/Wp. El coste de los módulos fotovoltaicos representaría un 65 % del coste total de la instalación.

El cálculo de los costes de operación y mantenimiento se ha realizado también a partir de la información recogida en el PER 2011-20. En el caso de instalaciones fijas sin seguimiento, dichos costes se sitúan en torno a 47.200 €/MW anuales.

A partir de los datos anteriormente comentados, se ha elaborado una tabla con los costes para los distintos tamaños de instalación considerados. Estos valores serán los datos de entrada que deberán introducirse en el modelado de la instalación fotovoltaica en el software HOMER.

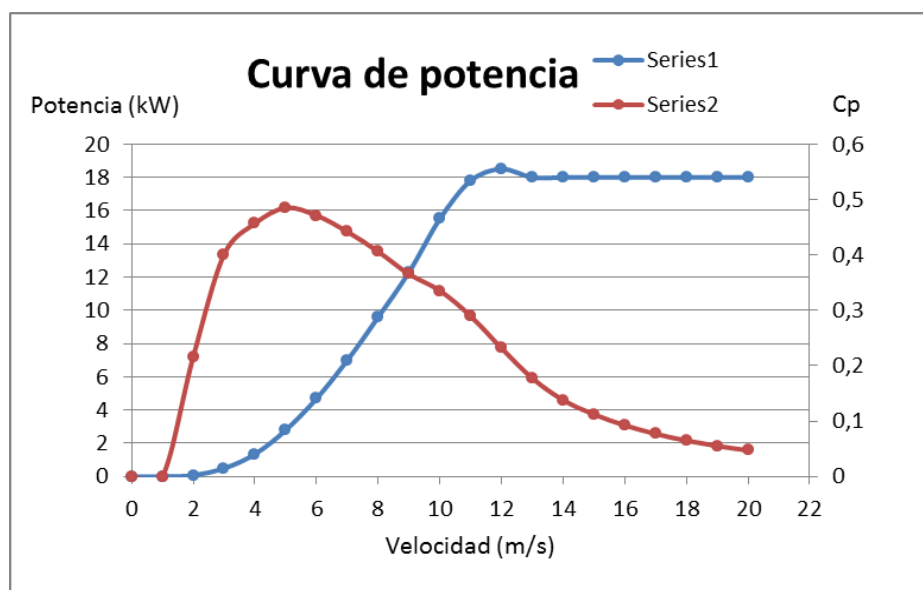
POTENCIA (kW)	COSTES DE INVERSIÓN (€)	COSTE DE REEMPLAZO (€)	COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO(€/año)
150	172.500	113.250	7.080
200	230.000	151.000	9.440
250	287.500	188.750	11.800

Tabla 9. Costes de una instalación fotovoltaica. Fuente: *Elaboración propia*

3.5.2 Aerogenerador

Para el modelado de la instalación eólica es necesario conocer la curva de potencia del aerogenerador y los costes asociados a la instalación, tanto los de inversión como los de operación y mantenimiento.

El aerogenerador seleccionado es el modelo E-200 de *Enair*, cuya curva de potencia es la que se muestra en la gráfica 9. Se ha escogido este aerogenerador por ser un modelo capaz de empezar a entregar potencia a velocidades bajas, lo cual permite aprovechar los vientos de poca velocidad que se dan en la zona de estudio. Este aerogenerador tiene un precio de 58.750 €.



Gráfica 12. Curva de potencia del aerogenerador. Fuente: *Enair*

En cuanto al número de aerogeneradores de la instalación, se va a contemplar la posible instalación de 3, 2, 1 o ningún aerogenerador. Se considera un número bajo de aerogeneradores debido a la escasez de recurso eólico en comparación con otros recursos, como el solar o el hidráulico, capaces de entregar mayor potencia.

El PER 2011-2020 estima unos costes de inversión para una instalación eólica terrestre de aproximadamente 3.500 €/kW. Los costes anuales de mantenimiento serían de 45 €/kW. Los costes correspondientes en este caso por cada aerogenerador instalado se muestran en la tabla siguiente:

POTENCIA (kW)	COSTES DE INVERSIÓN (€)	COSTES DE REEMPLAZO (€)	COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (€/año)
20	70.000	58.750	900

Tabla 10. Costes de una instalación eólica. Fuente: Elaboración propia

3.5.3 Turbina hidráulica

Los datos a introducir en el programa son el salto de agua disponible, el caudal de diseño de la turbina, el rendimiento de los equipos y los costes de inversión, reemplazo y mantenimiento de la instalación.

La turbina a utilizar en la instalación de la central minihidráulica debe ser una turbina Francis, pues este tipo de turbinas pueden trabajar con saltos entre 1 y 250 metros y caudales pequeños de entre 0,5 y 5 m³/s, y en el caso del presente trabajo el salto disponible es de 20 metros y el caudal de 2 m³/s. El rendimiento de estas turbinas se sitúa en torno al 85-90 %. Considerando un rendimiento del 85 % y con los valores de caudal y altura anteriores, se obtendría una potencia de 334 kW.

Los costes asociados a una central hidroeléctrica se han obtenido nuevamente consultando el PER 2011-20. De este documento se obtiene que los costes de inversión de una central de agua fluyente son de 1.300.000 €/MW y los de operación y mantenimiento de 50 €/kW. La turbina supone un 30 % del coste total de la instalación.

POTENCIA (kW)	COSTES DE INVERSIÓN (€)	COSTES DE REEMPLAZO (€)	COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (€/año)
334	434.200	130.260	16.700

Tabla 11. Costes de una minicentral hidráulica. Fuente: Elaboración propia

3.5.4 Gasificador de biomasa

Para incluir un gasificador de biomasa en el sistema híbrido renovable, en el software informático es necesario introducir la potencia del gasificador, los costes asociados a la planta de gasificación y el horario de funcionamiento de dicha planta.

En cuanto a la potencia de la planta de gasificación de biomasa, se van a considerar tres tamaños posibles: 50, 100 y 180 kW. Los costes estimados de inversión son de 6.400 €/kW, de los cuales 2.800 €/kW corresponderían al gasificador. Los costes de operación y mantenimiento se estiman en 1 €/h.

Al contrario que el resto de las tecnologías presentadas y que formarán parte del sistema híbrido renovable, la planta de gasificación requiere que haya trabajadores para su puesta en marcha y para su correcto funcionamiento, motivo por el cual será necesario definir unos horarios de trabajo del gasificador. Para establecer estos horarios, se han tenido en cuenta los momentos de mayor y menor producción del resto de tecnologías. Por ello, se ha decidido que el gasificador trabaje un mayor número de horas durante la estación seca, período en el que las lluvias son escasas y el caudal del río se reduce y, por tanto, la minicentral hidráulica tiene menor producción.

3.5.5 Generador diésel

En el diseño del sistema de abastecimiento de energía eléctrica se va a introducir la opción de incorporar un generador diésel. Se van a considerar tres potencias distintas de generador (50, 100 y 200 kW), así como la opción de no incluir el generador en el sistema en caso de no ser necesario, con lo que se tendría un sistema 100 % renovable.

El equipo seleccionado es el modelo 6BT5.9-G del fabricante Cummins, que tiene una potencia de 50 kW y cuyo coste es de 9.850 €. Los costes de operación y mantenimiento se estiman en 2 € por cada hora de funcionamiento del generador. Los costes asociados al resto de potencias del generador se han extrapolado linealmente a partir de los costes de este modelo.

El funcionamiento se va a diseñar de forma que el generador solamente trabaje cuando sea necesario cubrir un pico de potencia que el resto de tecnologías no sean capaces de generar. Para ello, el software permite introducir la opción de que el generador trabaje de manera optimizada, es decir, que solo entre en funcionamiento cuando sea estrictamente necesario.

3.5.6 Equipos auxiliares

Será necesario incluir en el sistema equipos auxiliares, como las baterías y el inversor. A continuación se muestran los datos que será necesario introducir en el software de optimización HOMER para la definición de estos equipos.

3.5.6.1 Baterías

En lo referente a las baterías, el software ofrece una lista con distintas opciones de diversos fabricantes. Para cada modelo incorpora una serie de datos, como la capacidad nominal, la profundidad de descarga o la curva de capacidad.

Las baterías son un elemento fundamental en sistemas de abastecimiento en zonas aisladas, pues las tecnologías utilizadas tienen una alta variabilidad y será necesario acumular la energía eléctrica que se genere en los momentos de mayor producción para que pueda ser utilizada cuando la demanda sea superior a la potencia generada por el sistema. Se ha seleccionado, de entre las opciones disponibles, el modelo 24 OPzS 3000 del fabricante Hoppecke, por tener una elevada capacidad nominal. El precio de cada una de las baterías se sitúa en torno a los 1.200 € y los costes de operación y mantenimiento estimados son de 12 €/año. Las especificaciones técnicas de estas baterías son las que se muestran a continuación:

Nominal capacity:	3000 Ah
Nominal voltage:	2 V
Round trip efficiency:	86 %
Min. state of charge:	30 %
Float life:	20 yrs
Max. charge rate:	1 A/Ah
Max. charge current:	610 A
Lifetime throughput:	10,196 kWh
Suggested value:	10,234 kWh

Figura 9. Especificaciones técnicas de la batería. Fuente: HOMER

Se va a considerar un amplio abanico de posibilidades en lo que respecta al número de baterías a incorporar en el sistema (entre 0 y 200 baterías) para que el software pueda realizar iteraciones con diversas posibilidades durante el proceso de optimización.

3.5.6.2 Inversor

Los datos que se deben introducir en el programa son los costes de este equipo y los tamaños considerados.

Se considerarán las hipótesis siguientes respecto a la potencia del inversor: 50, 200 y 300 kW. Además se considerará la opción de no incluir inversor en el caso de no ser necesario. Para introducir los datos de costes, se han tomado como referencia los costes de los inversores del fabricante *Ingecon*. Los inversores de 50 kW tienen un coste de 19.000 €, mientras que los de 100 kW cuestan 23.000 €. Se estima que los costes de operación y mantenimiento de un inversor son 18 €/año.

3.6 Análisis de resultados

Una vez definidas todas las variables de entrada al programa (demanda eléctrica, recursos y equipos), se va a proceder a realizar el proceso de optimización mediante el software HOMER. Para ello será necesario incluir, además de los datos definidos anteriormente, una serie de restricciones que se impondrán al sistema.

3.6.1 Restricciones del sistema

Las restricciones que se incluirán en el programa para que en el proceso de optimización se determine qué configuraciones son aceptadas y cuáles se rechazan son las que se exponen a continuación:

- Fracción de renovables. Este parámetro establece el porcentaje mínimo de contribución anual de las fuentes renovables en el proceso de generación de energía eléctrica. Se asignará un valor del 90 %, dado que se pretende que la mayor parte de la electricidad generada con el sistema diseñado provenga de las energías renovables consideradas.
- Porcentaje de demanda sin cubrir. Este término hace referencia al porcentaje máximo de demanda que a lo largo del año puede dejar de aportarse por parte del sistema. Para este parámetro se establecerá un límite del 25 %.

3.6.2 Análisis tecno-económico

A partir de los equipos seleccionados anteriormente, el software de optimización realizará varias iteraciones con el fin de encontrar diversas configuraciones para el sistema híbrido renovable, que deberá cubrir la demanda de la zona mediante los recursos existentes, cumpliendo con las restricciones impuestas. El programa muestra una lista de configuraciones posibles, de las cuales proporciona un conjunto de datos que será necesario evaluar mediante un análisis de carácter técnico y económico.

A continuación se muestran los conceptos técnicos y económicos que se van a emplear para comparar las distintas configuraciones y que permitirán ver las ventajas y los inconvenientes de cada uno de los sistemas.

Aspectos técnicos:

- Fracción de renovables. Como se ha descrito anteriormente, este término hace referencia al porcentaje anual de aportación de las fuentes renovables a la generación de electricidad.

- Porcentaje de demanda sin cubrir. Es el porcentaje de demanda eléctrica que quedará insatisfecha anualmente. Este valor deberá minimizarse a fin de evitar los cortes de suministro de electricidad a la población.
- Litros de diésel. Mediante este parámetro se evaluará el consumo total de diésel a lo largo del año de cada sistema. Las horas de funcionamiento del generador y, por tanto, los litros consumidos de diésel, deben minimizarse, pues al tratarse de una zona aislada el suministro de diésel puede ser complicado. Además, las emisiones de CO₂ del sistema aumentarán a medida que aumente el consumo de diésel.
- Exceso eléctrico. Es electricidad que el sistema genera pero que no es consumida. Se produce cuando la producción de electricidad es superior a la demanda y las baterías no son capaces de almacenar más energía; en esos momentos se genera electricidad que no será consumida. Una posibilidad es aprovechar dicha energía para bombear agua.

Aspectos económicos:

- Inversión inicial. Mediante este parámetro se evalúa el coste inicial que es necesario afrontar para poner en funcionamiento la instalación.
- Coste Actual Neto (CAN). Representa el valor presente de la instalación teniendo en cuenta tanto los costes de inversión inicial como los de operación y mantenimiento de los equipos a lo largo de la vida útil del proyecto. La configuración que tenga menor Coste Actual Neto será la opción más viable desde un punto de vista económico, pues será la que presente un menor coste al final de la vida útil del sistema.
- Coste de la electricidad. Este término permite estudiar el coste medio de cada kWh de electricidad generado. Permitirá comparar el coste de generación eléctrica mediante cada configuración.

Una vez descritos los distintos criterios tecno-económicos que permitirán realizar la comparativa entre los escenarios propuestos, se van a presentar las distintas configuraciones propuestas, a fin de realizar un estudio de cada una de ellas.

3.6.2.1 Configuración 1: Hidráulica y baterías

Esta configuración contempla únicamente la energía hidráulica para la generación de electricidad. Además se incluirán baterías para acumular electricidad en los momentos de mayor producción. Será necesario incluir por tanto un inversor que convierta la corriente alterna generada por la turbina hidráulica en corriente continua para almacenarla en las baterías, y la continua en

alterna cuando se vierta electricidad de las baterías hacia los consumidores. El sistema quedaría formado por los siguientes componentes:

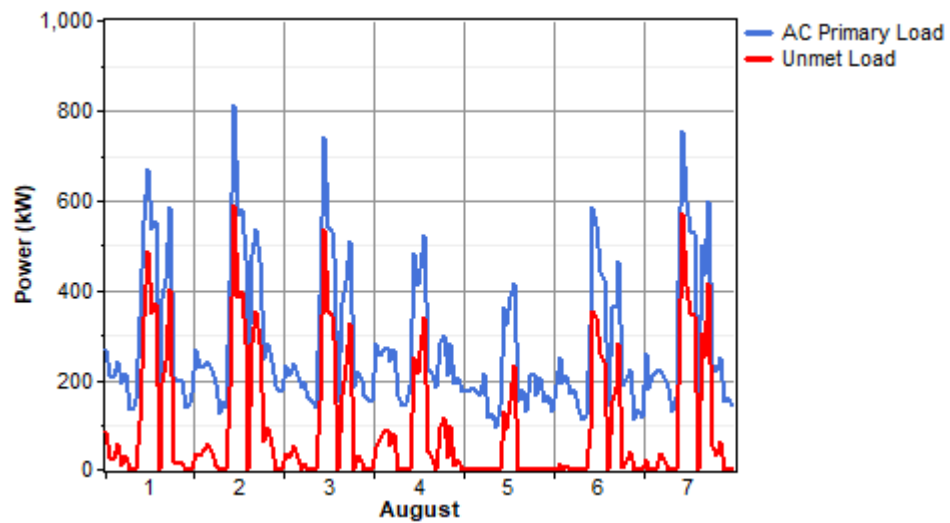
- Minicentral hidráulica de 334 kW de potencia.
- 50 baterías Hoppecke 24 OPzS 3000.
- Inversor de 50 kW.

En la siguiente tabla se muestran los resultados del análisis tecno-económico de esta configuración:

ANÁLISIS TÉCNICO	FRACCIÓN RENOVABLES	100 %
	DEMANDA SIN CUBRIR	25%
	LITROS DIÉSEL	0
	EXCESO ELÉCTRICO	26,5 %
ANÁLISIS ECONÓMICO	INVERSIÓN INICIAL	512.629 €
	COSTE ACTUAL NETO	822.256 €
	COSTE ELECTRICIDAD	0,033 €/kWh

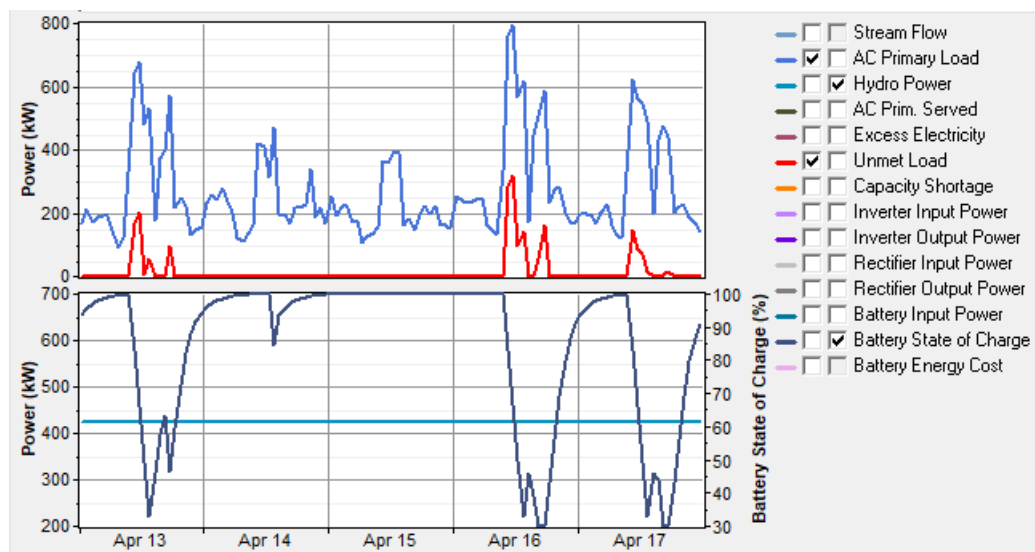
Tabla 12. Análisis tecno-económico de la configuración 1. Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver en la tabla anterior, el porcentaje de demanda que queda por cubrir es muy elevado. Esto es debido a que en los meses en que las precipitaciones son escasas, el caudal del río disminuye y la capacidad de generación de electricidad de la minicentral hidráulica se reduce, quedando gran parte de la demanda eléctrica insatisfecha. Esto se muestra en la gráfica 12, donde se puede observar que la diferencia entre la energía eléctrica demandada y la suministrada en el mes de agosto es muy elevada, quedando sin abastecer todos los picos de demanda.



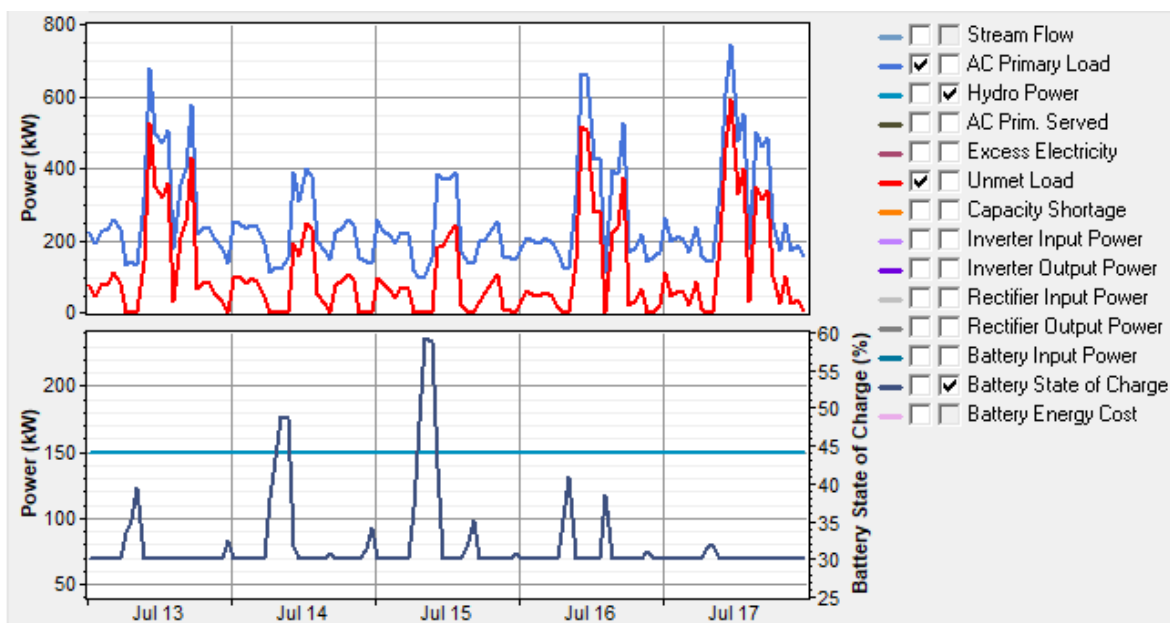
Gráfica 13. Demanda sin cubrir de la configuración 1 en agosto. Fuente: HOMER

La gráfica 13 muestra cómo se comporta el sistema durante el mes de abril, período de altas precipitaciones, por lo que la generación eléctrica mediante la hidráulica permite cubrir gran parte de la demanda. Se observa que las baterías permanecen la mayor parte del tiempo totalmente cargadas, y se descargan en los puntos de mayor consumo para aportar la electricidad necesaria.



Gráfica 14. Comportamiento eléctrico de la configuración 1 en abril. Fuente: HOMER

La gráfica 14 muestra el comportamiento del mismo sistema durante la estación seca. En este caso la aportación de la hidráulica es mucho menor y las baterías permanecen mucho tiempo prácticamente descargadas. Durante este período quedaría sin cubrir una gran parte de la demanda, pues el caudal del río es muy reducido y el sistema genera menos potencia de la demandada. Una solución a este problema sería desconectar durante estos meses las cargas que no fueran estrictamente necesarias. Otra opción sería aumentar el número de baterías a instalar, de forma que se pudiera almacenar parte del exceso eléctrico en ellas. Sin embargo, como se observa en las gráficas, en los momentos de mayor demanda las baterías se descargan rápidamente cuando el consumo es superior a la generación de electricidad, por lo que haría falta incluir un número muy elevado de baterías, aumentando con ello los costes de la instalación.



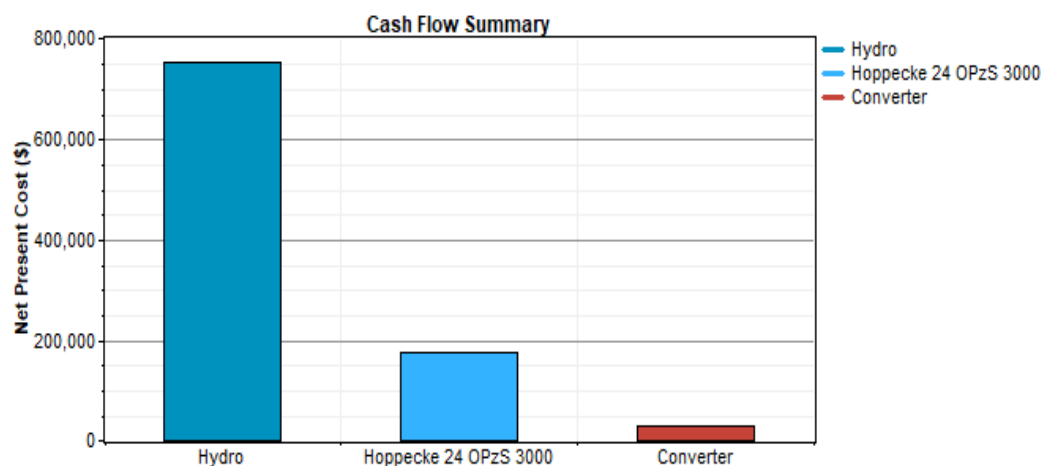
Gráfica 15. Comportamiento eléctrico de la configuración 1 en julio. Fuente: HOMER

En lo que respecta a los costes de este sistema, que aparecen resumidos en la tabla siguiente, la instalación hidráulica supone un 85 % del capital inicial que sería necesario invertir, un 11 % correspondería a las baterías y el 4 % restante al inversor. Se observa que la diferencia entre el coste de la inversión inicial y el coste actual neto no es muy elevada; esto es debido a que la energía hidráulica requiere unos costes de inversión elevados pero, por el contrario, los costes de operación y mantenimiento son escasos.

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
Hydro	503,672	0	247,639	0	0	751,311
Hoppecke 24 OPzS 300	70,000	101,155	7,670	0	-4,366	174,460
Converter	22,063	9,206	230	0	-1,714	29,786
System	595,735	110,361	255,539	0	-6,079	955,557

Tabla 13. Resumen de costes de la configuración 1. Fuente: HOMER

El Coste Actual Neto de cada componente queda recogido en la gráfica siguiente:



Gráfica 16. Coste Actual Neto por componentes en configuración 1. Fuente: HOMER

Evidentemente, la instalación hidráulica es la que presenta un mayor CAN, pues es el elemento que mayor inversión inicial supone y el que tiene los mayores costes de operación.

3.6.2.2 Configuración 2: Hidráulica, fotovoltaica y baterías

Este escenario incluye la energía hidráulica y los paneles solares para la producción de electricidad. De esta forma se aprovechan los dos recursos más abundantes en la zona de estudio. Asimismo se incluirán baterías para almacenar energía y un inversor para convertir la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos y de las baterías en corriente alterna. Esta configuración está formada por los siguientes componentes:

- Minicentral hidráulica de 334 kW de potencia.
- Instalación solar fotovoltaica de 150 kW.
- 150 baterías Hoppecke 24 OPzS 3000.

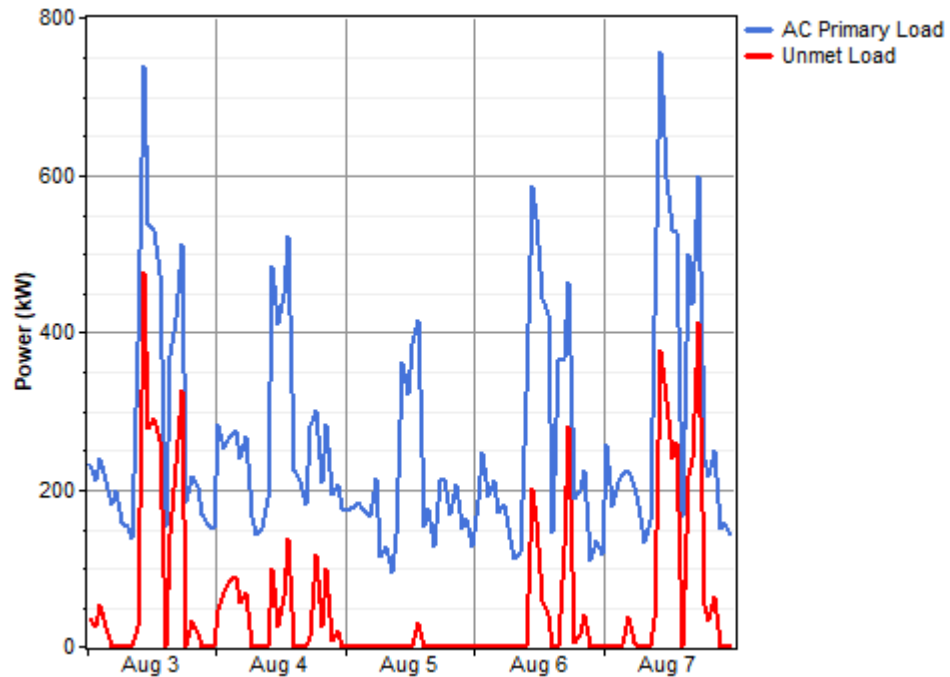
- Inversor de 200 kW.

Los parámetros técnicos y económicos correspondientes a esta configuración son los siguientes:

ANÁLISIS TÉCNICO	FRACCIÓN RENOVABLES	100 %
	DEMANDA SIN CUBRIR	15%
	LITROS DIÉSEL	0
	EXCESO ELÉCTRICO	24,5 %
ANÁLISIS ECONÓMICO	INVERSIÓN INICIAL	817.057 €
	COSTE ACTUAL NETO	1.336.098 €
	COSTE ELECTRICIDAD	0,048 €/kWh

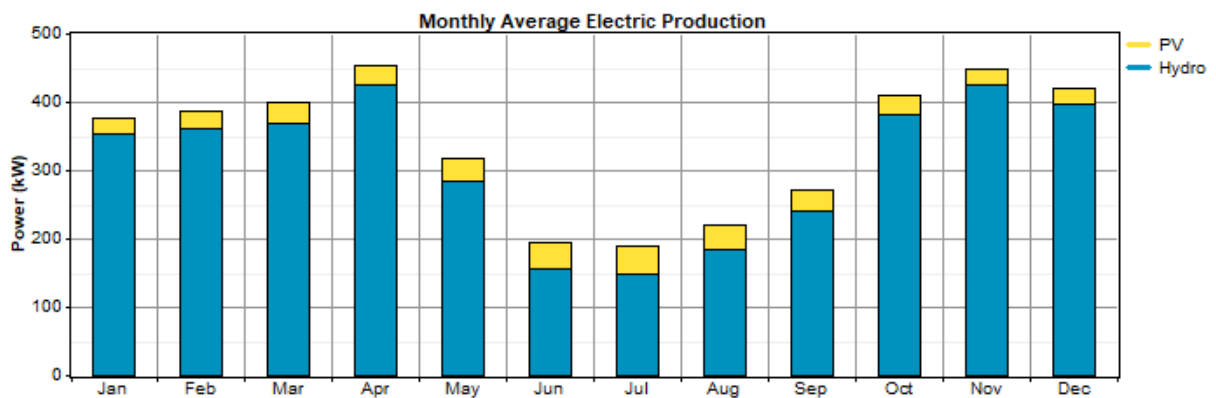
Tabla 14. Análisis tecno-económico de la configuración 2. Fuente: Elaboración propia

Tal como se muestra en la tabla, el porcentaje de demanda insatisfecha es del 15 %, una reducción importante respecto a la primera configuración, en la cual este porcentaje ascendía a un 25 %. Esta reducción se produce fundamentalmente porque los meses de menores precipitaciones (junio, julio y agosto) coinciden con el período en que la radiación solar que llega a la zona es mayor, por lo que la instalación fotovoltaica compensa la baja producción de la central hidroeléctrica en este período. La siguiente gráfica muestra cómo la fracción de demanda sin cubrir durante el mes de agosto es mucho menor que en el escenario anterior:



Gráfica 17. Demanda sin cubrir de la configuración 2 en agosto. Fuente: HOMER

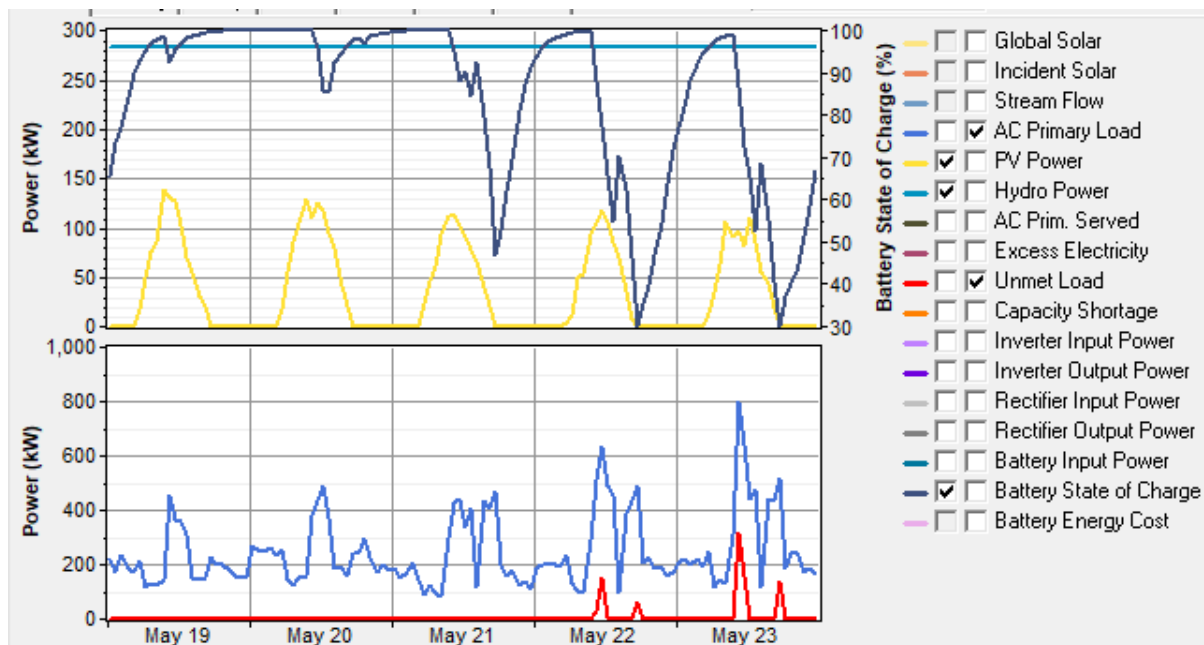
La aportación de cada una de las fuentes a lo largo del año en la generación de energía eléctrica es la que se muestra a continuación:



Gráfica 18. Contribución de cada fuente en la configuración 2. Fuente: HOMER

El exceso eléctrico en este escenario es también muy elevado (24,5 %), debido a que una buena parte del tiempo las baterías permanecen cargadas y los equipos generan electricidad, pero

no se consume toda la energía producida. Esto se produce mayoritariamente en los meses de mayor producción hidroeléctrica, pues la radiación solar incidente en estos períodos es también abundante. Un ejemplo de esto sería el mes de mayo, como se puede observar en la gráfica 18.



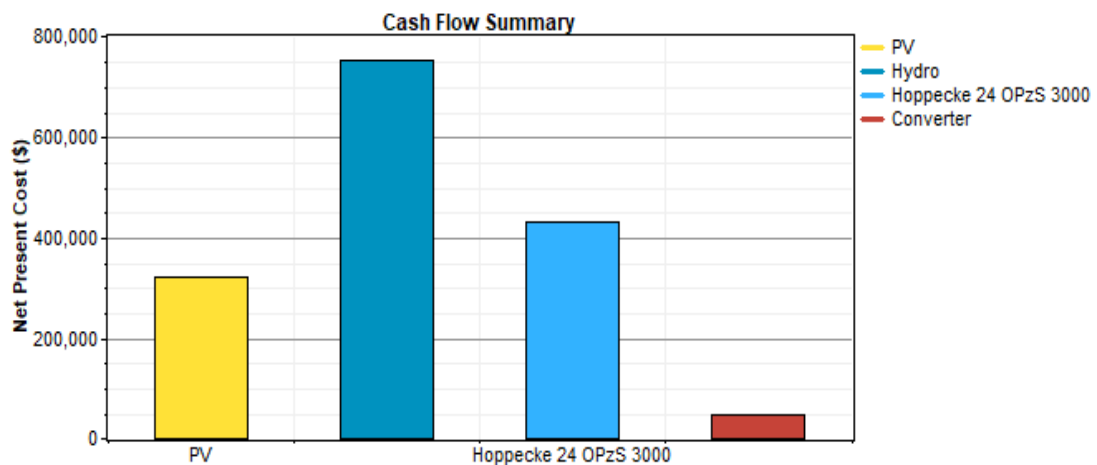
Gráfica 19. Exceso de electricidad en la configuración 2. Fuente: HOMER

En este escenario, el 53 % de los costes iniciales correspondería a la instalación hidráulica, el 21 % a la instalación fotovoltaica, las baterías supondrían el 22 % y el 4 % restante el inversor.

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	200,100	40,962	104,983	0	-22,957	323,088
Hydro	503,672	0	247,639	0	0	751,311
Hoppecke 24 OPzS 300	210,000	203,024	23,010	0	-5,845	430,189
Converter	35,743	14,914	230	0	-2,776	48,111
System	949,515	258,900	375,863	0	-31,578	1,552,700

Tabla 15. Resumen de costes de la configuración 2. Fuente: HOMER

El Coste Actual Neto asociado a los componentes de esta configuración es el que sigue:



Gráfica 20. Coste Actual Neto por componentes en configuración 2. Fuente: HOMER

3.6.2.3 Configuración 3: Hidráulica, fotovoltaica, gasificador y baterías

En este escenario se suma a la configuración anterior un gasificador de biomasa, quedando el sistema formado por los siguientes componentes:

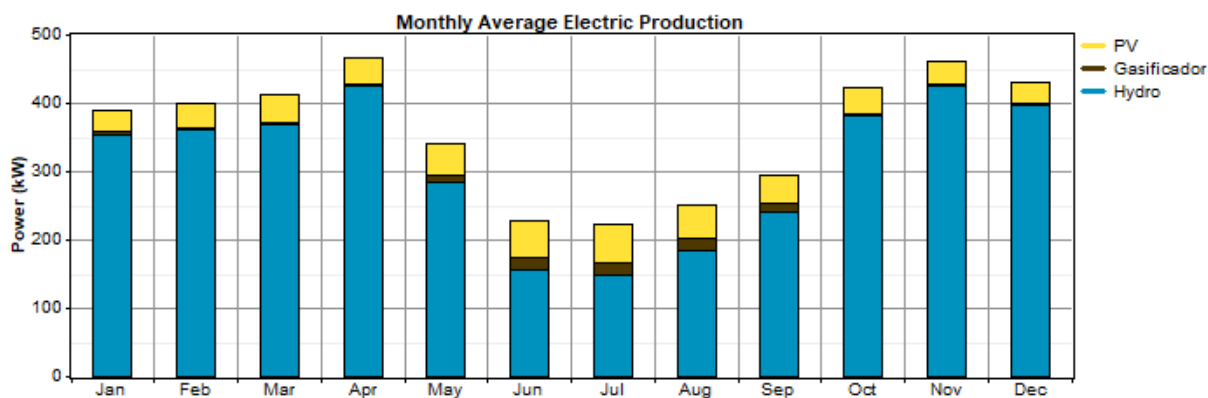
- Minicentral hidráulica de 334 kW de potencia.
- Instalación solar fotovoltaica de 200 kW.
- Gasificador de 50 kW de potencia.
- 150 baterías Hoppecke 24 OPzS 3000.
- Inversor de 300 kW.

Con todo ello, el análisis tecno-económico de esta configuración queda definido en la siguiente tabla:

ANÁLISIS TÉCNICO	FRACCIÓN RENOVABLES	100 %
	DEMANDA SIN CUBRIR	10%
	LITROS DIÉSEL	0
	EXCESO ELÉCTRICO	25.1 %
ANÁLISIS ECONÓMICO	INVERSIÓN INICIAL	1.201.718 €
	COSTE ACTUAL NETO	2.063.467 €
	COSTE ELECTRICIDAD	0,071 €/kWh

Tabla 16. Análisis tecno-económico de la configuración 3. Fuente: Elaboración propia

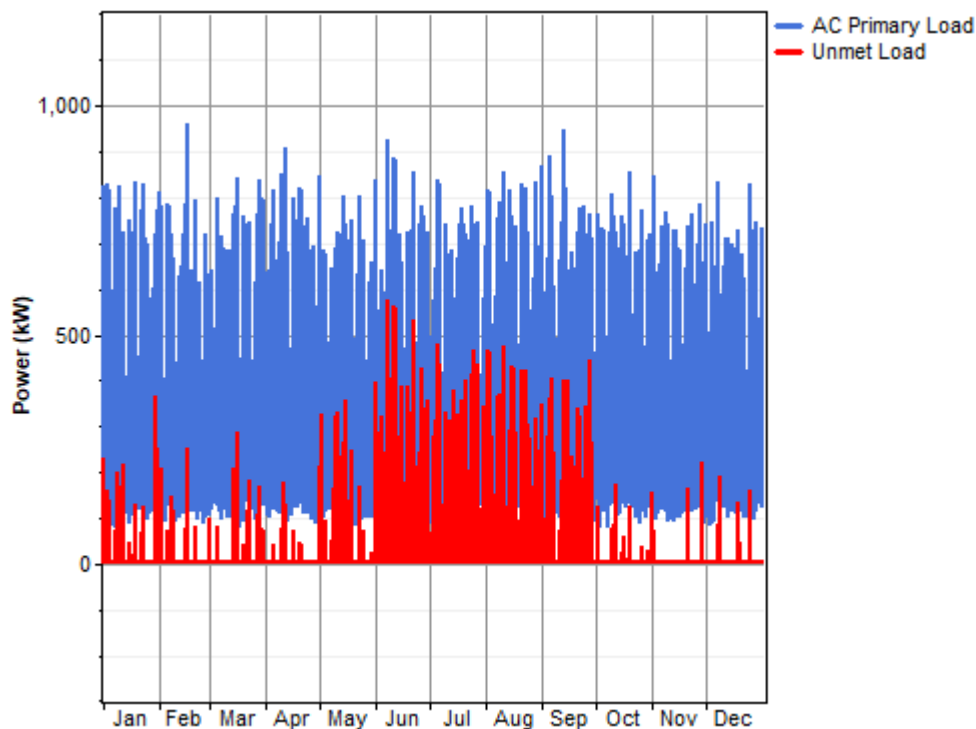
El sistema diseñado sigue siendo 100 % renovable, predominando la generación mediante energía hidráulica. La aportación mes a mes de cada fuente a la generación eléctrica es la que se muestra en la gráfica 20.



Gráfica 21. Contribución de cada fuente en la configuración 3. Fuente: HOMER

La principal ventaja de este sistema respecto al anterior es que, al añadir el gasificador, se consigue reducir el porcentaje de demanda que queda por cubrir, pasando de un 15 a un 10 %, sin embargo, los coste asociados a la instalación se ven incrementados, tanto en lo referente a la inversión inicial como al Coste Actual Neto.

En la gráfica siguiente se puede ver que es durante la estación seca cuando se queda mayor parte de la demanda sin cubrir:

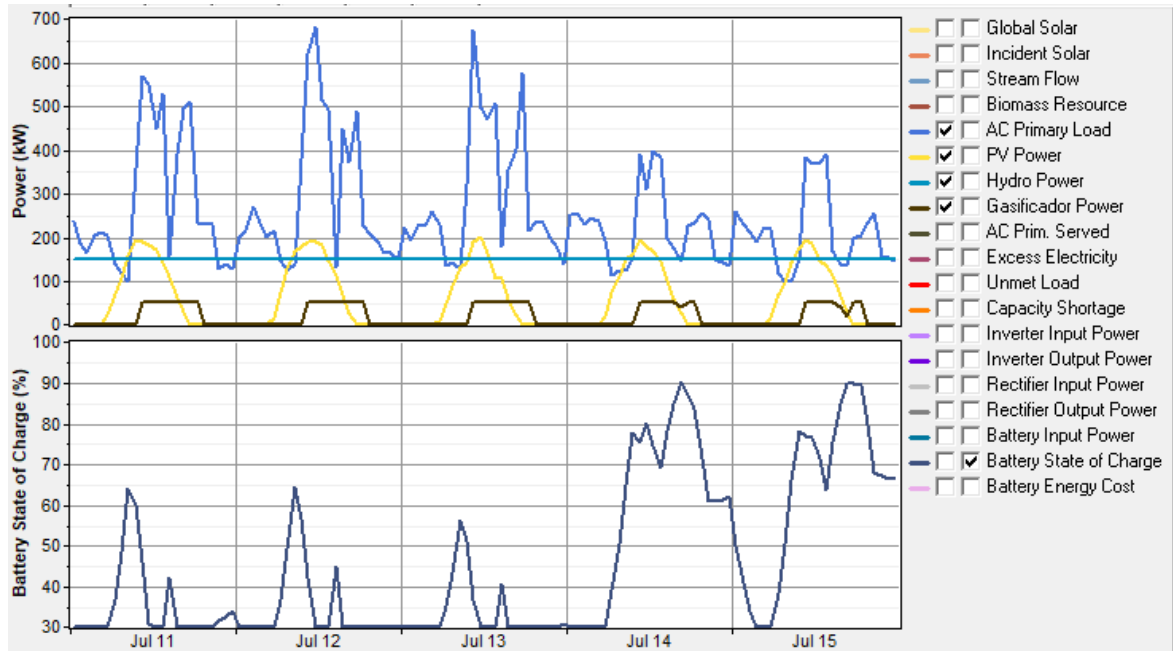


Gráfica 22. Demanda sin cubrir de la configuración 3. Fuente: HOMER

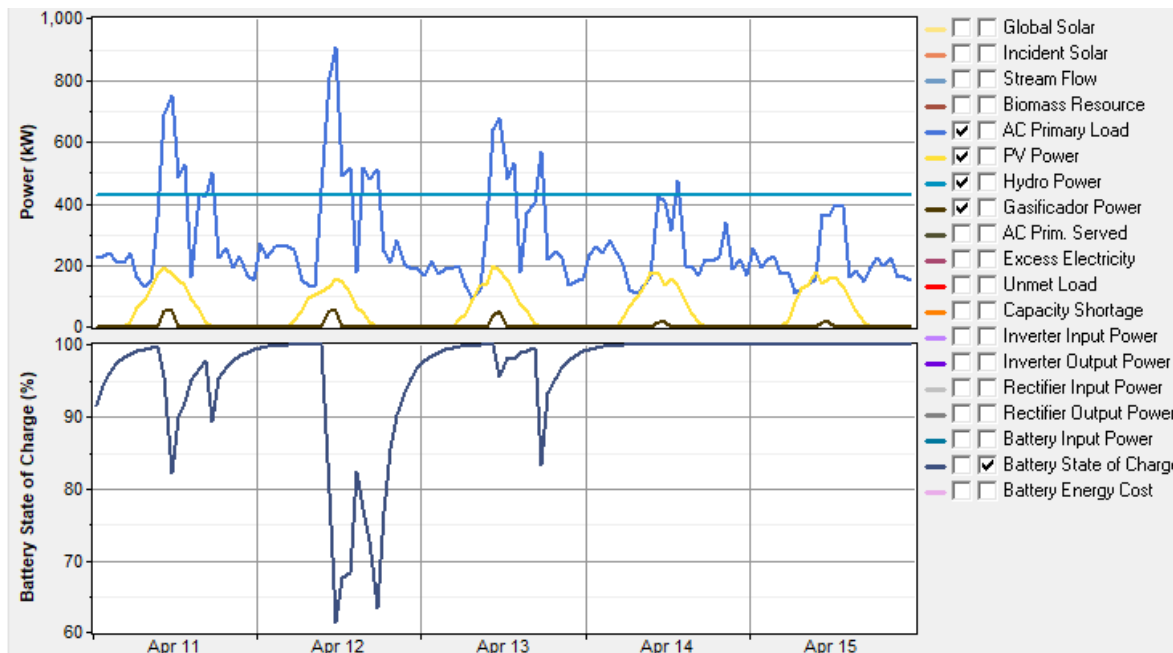
A continuación se va a estudiar el comportamiento eléctrico durante unos días del mes de julio y unos días del mes de abril, para comparar el funcionamiento del sistema entre los momentos de menor y mayor generación hidráulica, respectivamente.

En el mes de julio se puede observar que, debido a la escasa producción de hidroelectricidad, el gasificador debe trabajar un número de horas considerable. A pesar de ello, los equipos no son capaces de abastecer toda la demanda, por lo que las baterías se encargan de aportar parte de la electricidad, motivo por el cual no llegan a permanecer totalmente cargadas en ningún momento.

Por el contrario, en el mes de abril gracias a las abundantes precipitaciones que se dan en la zona, la producción de electricidad mediante la hidráulica es elevada. Por este motivo el gasificador trabaja menos horas al día y la electricidad aportada por las baterías es menor.



Gráfica 23. Comportamiento eléctrico de la configuración 3 en julio. Fuente: HOMER

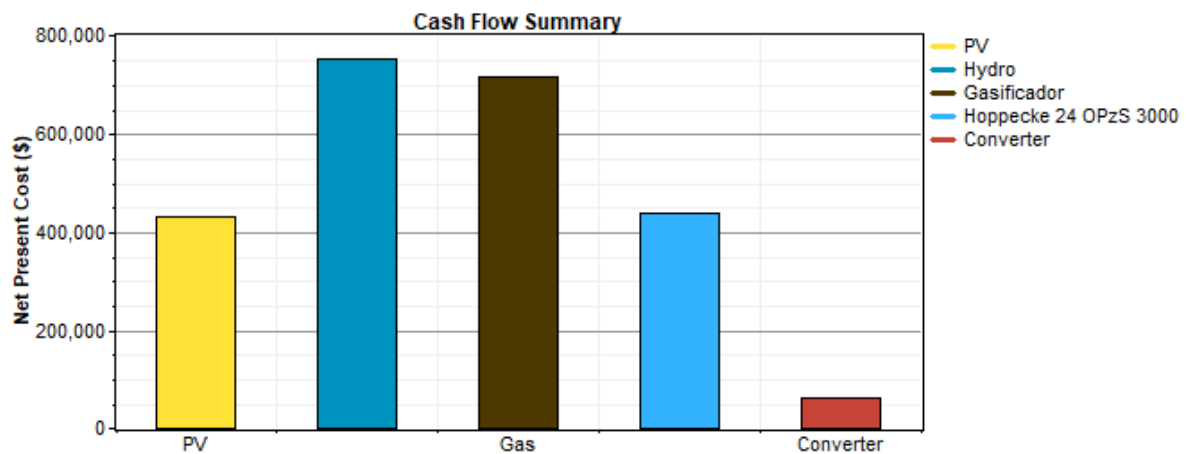


Gráfica 24. Comportamiento eléctrico de la configuración 3 en abril. Fuente: HOMER

En lo referente a los costes de inversión, la hidráulica supondría un 36 % del total, la instalación solar fotovoltaica un 19 %, el gasificador un 26 %, las baterías un 15 % y el inversor el 4 % restante. También la hidráulica y el gasificador son los elementos que mayor CAN presentan.

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	266,800	54,616	139,978	0	-30,609	430,785
Hydro	503,672	0	247,639	0	0	751,311
Gasificador	371,200	153,831	107,316	92,127	-7,631	716,844
Hoppecke 24 OPzS 30C	210,000	207,255	23,010	0	-1,546	438,719
Converter	44,863	18,720	230	0	-3,484	60,329
System	1,396,535	434,422	518,174	92,127	-43,270	2,397,988

Tabla 17. Resumen de costes de la configuración 3. Fuente: HOMER



Gráfica 25. Coste Actual Neto por componentes en configuración 3. Fuente: HOMER

3.6.2.4 Configuración 4: Hidráulica, gasificador, generador diésel y baterías

En este escenario se han considerado la energía hidráulica, un gasificador de biomasa y un generador diésel como componentes del sistema de abastecimiento, cuyas características son las siguientes:

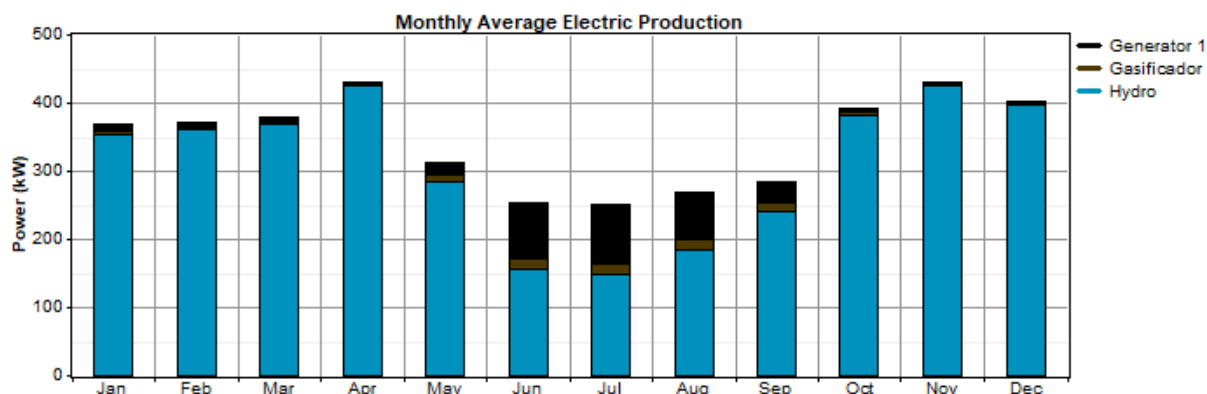
- Minicentral hidráulica de 334 kW de potencia.
- Gasificador de 50 kW de potencia.
- Generador diésel de 200 kW.
- 200 baterías Hoppecke 24 OPzS 3000.
- Inversor de 300 kW.

Los resultados del estudio tecno-económico de este escenario son los que se muestran en la siguiente tabla:

ANÁLISIS TÉCNICO	FRACCIÓN RENOVABLES	92 %
	DEMANDA SIN CUBRIR	4 %
	LITROS DIÉSEL	93.879 l
	EXCESO ELÉCTRICO	18.7 %
ANÁLISIS ECONÓMICO	INVERSIÓN INICIAL	1.056.872 €
	COSTE ACTUAL NETO	3.119.276 €
	COSTE ELECTRICIDAD	0,100 €/kWh

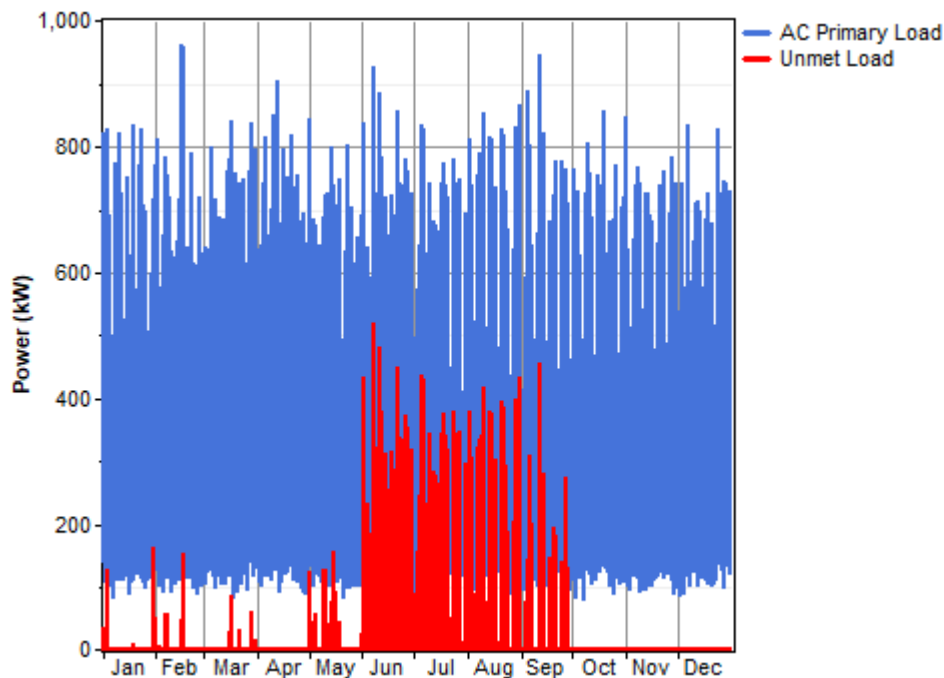
Tabla 18. Análisis tecno-económico de la configuración 4. Fuente: Elaboración propia

En lo que respecta al análisis técnico, cabe destacar que la fracción de uso de energías renovables se reduce hasta el 92 %. Esto es debido a que el generador diésel genera una parte de la energía eléctrica, en concreto el 8 % del total de electricidad suministrada. La mayor aportación la hace la energía hidráulica, que suministra un 90 %, mientras que el 2 % restante recae en el gasificador. La contribución mensual de cada una de las tecnologías se ve reflejada en el gráfico siguiente:

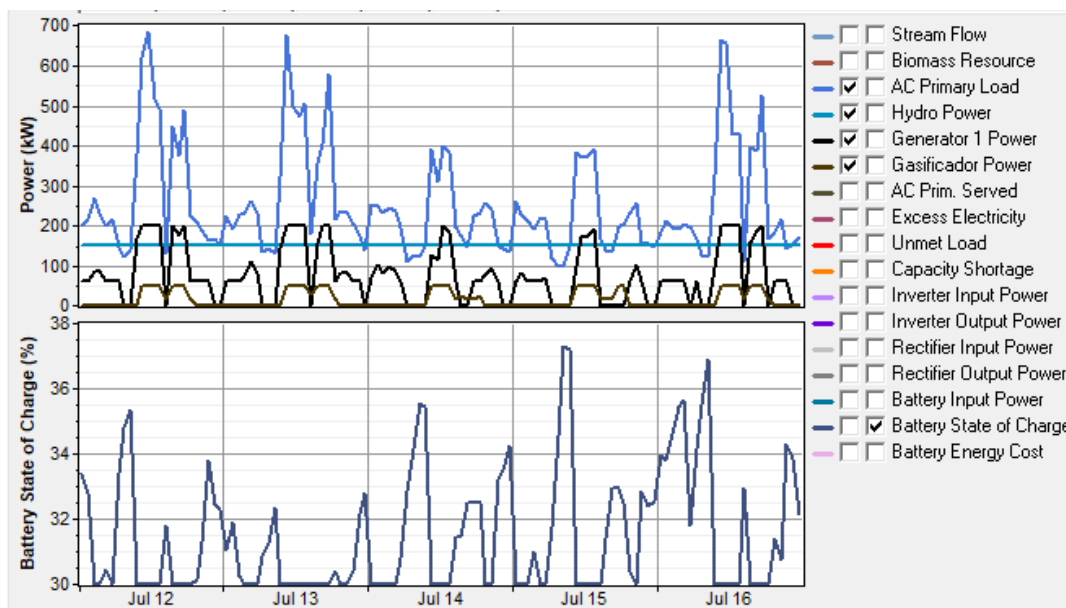


Gráfica 26. Contribución de cada fuente en la configuración 3. Fuente: HOMER

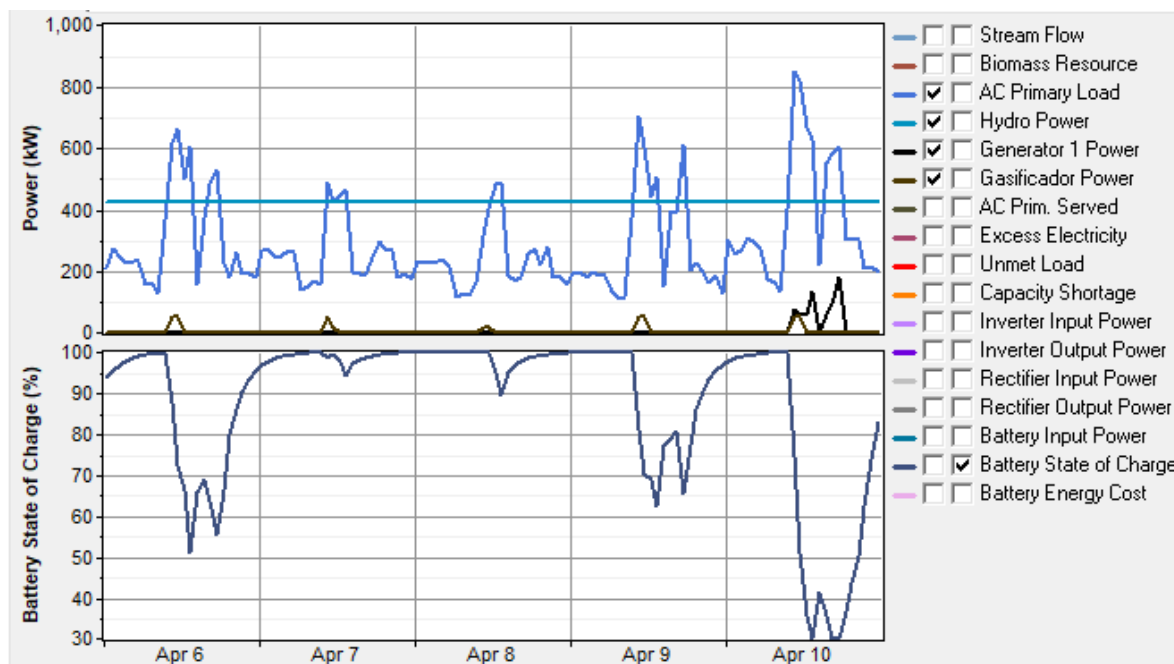
También destaca que el porcentaje de demanda no cubierta se reduce al 4 %, debido al funcionamiento del gasificador y, especialmente del generador, en los meses de menor producción hidráulica. En la gráfica 26 se puede observar que se cubre gran parte de la demanda anual, salvo algunos picos entre junio y septiembre, que el sistema no es capaz de satisfacer. La gráfica 27 muestra el comportamiento del sistema durante unos días del mes de julio, momento en que el recurso hidráulico es más escaso y que, por tanto, las horas de funcionamiento del gasificador y del generador son más elevadas. Se puede ver que el generador, que está configurado para trabajar solamente en los momentos en que las otras tecnologías no puedan cubrir la demanda, está en funcionamiento la mayor parte del día. También observamos que las baterías no llegan a estar en ningún momento completamente cargadas, pues son las que se encargan de aportar electricidad cuando no están trabajando ni el gasificador ni el generador. Por el contrario, durante el mes de abril, cuando la producción hidroeléctrica es mayor, la aportación del generador diésel es muy reducida y las baterías permanecen cargadas la mayor parte del tiempo, pues únicamente con la hidráulica y el gasificador el sistema es capaz de suministrar la potencia necesaria para abastecer a la población. Todo esto se muestra en la gráfica 28.



Gráfica 27. Demanda sin cubrir de la configuración 4. Fuente: HOMER



Gráfica 28. Comportamiento eléctrico de la configuración 4 en julio. Fuente: HOMER



Gráfica 29. Comportamiento eléctrico de la configuración 4 en abril. Fuente: HOMER

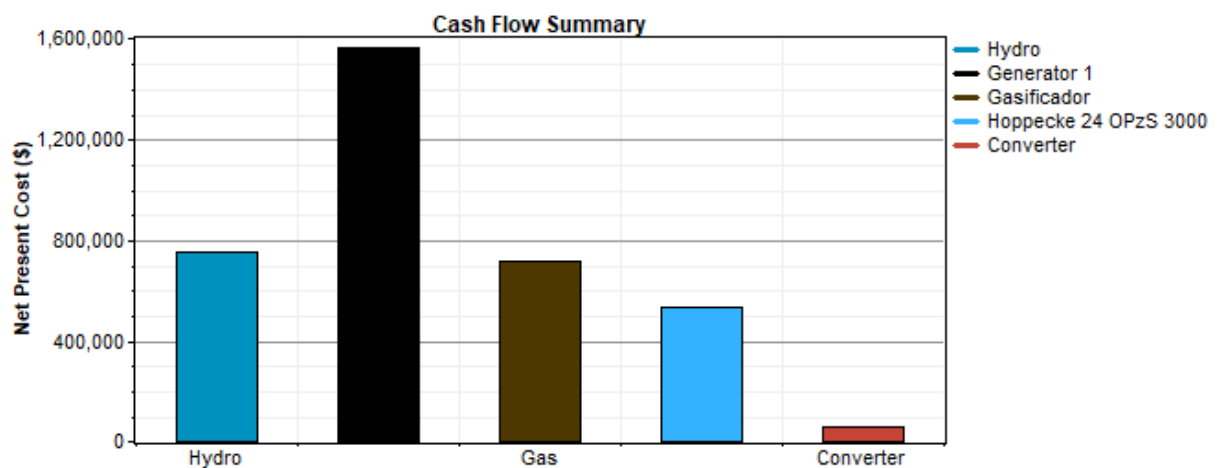
La utilización del generador y, por tanto, los litros consumidos de diésel, conlleva la emisión de 247.270 kg de CO₂ al año, con el consiguiente impacto ambiental que dichas emisiones producirían.

La tabla siguiente muestra el resumen de costes de esta configuración. La instalación hidráulica es la que mayores costes presenta, tanto de inversión como de operación y mantenimiento. El porcentaje que cada equipo supone respecto al total de la inversión inicial es el que sigue: 41 % la instalación hidráulica, 30 % el gasificador, el 2 % el generador, el 22 % las baterías y el 6 % del inversor.

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
Hydro	503,672	0	247,639	0	0	751,311
Generator 1	28,473	39,231	60,240	1,440,110	-2,805	1,565,249
Gasificador	371,200	153,831	107,316	88,169	-7,631	712,886
Hoppecke 24 OPzS 300	280,000	250,882	30,680	0	-26,378	535,184
Converter	44,863	18,720	230	0	-3,484	60,329
System	1,228,208	462,665	446,106	1,528,279	-40,299	3,624,959

Tabla 19. Costes de la configuración 4. Fuente: HOMER

En lo concerniente al Coste Actual Neto, es el generador diésel el que presenta un valor mayor, pues a pesar de ser el componente con menor inversión inicial, esta tecnología requiere unos gastos elevados de operación y mantenimiento y, sobre todo, un alto coste en consumo de combustible.



Gráfica 30. Coste Actual Neto por componentes en configuración 4. Fuente: HOMER

3.6.2.5 Configuración 5: Hidráulica, fotovoltaica, aerogenerador, gasificador, generador diésel y baterías

En este último escenario se incluirán todas las tecnologías descritas en el presente TFG. Los elementos que componen este escenario son:

- Minicentral hidráulica de 334 kW de potencia.

- Instalación solar fotovoltaica de 250 kW.
- Aerogenerador Enair 200.
- Gasificador de 180 kW de potencia.
- Generador diésel de 200 kW.
- 200 baterías Hoppecke 24 OPzS 3000.
- Inversor de 300 kW.

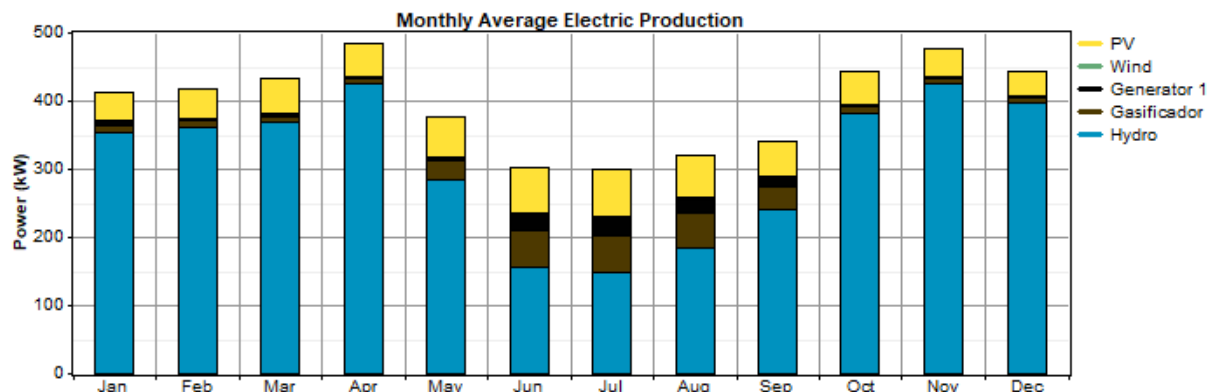
Los resultados técnicos y económicos de esta configuración son los siguientes:

ANÁLISIS TÉCNICO	FRACCIÓN RENOVABLES	98 %
	DEMANDA SIN CUBRIR	0 %
	LITROS DIÉSEL	27.322 l
	EXCESO ELÉCTRICO	27 %
ANÁLISIS ECONÓMICO	INVERSIÓN INICIAL	2.244.603 €
	COSTE ACTUAL NETO	4.218.515 €
	COSTE ELECTRICIDAD	0,140 €/kWh

Tabla 20. Análisis tecno-económico de la configuración 5. Fuente: Elaboración propia

Al incluir el generador diésel, el sistema deja de ser totalmente renovable y el porcentaje de generación eléctrica mediante fuentes renovables desciende ligeramente, situándose en un 98 %. A pesar de ello, el uso de renovables es muy elevado, lo cual indica que las horas de funcionamiento del generador diésel son reducidas y que este equipo solamente trabaja cuando es estrictamente necesario. Sin embargo, hay que tener en cuenta que los litros de diésel consumidos llevan asociado un aumento de las emisiones de CO₂, que se situarían en 72.122 kg/año.

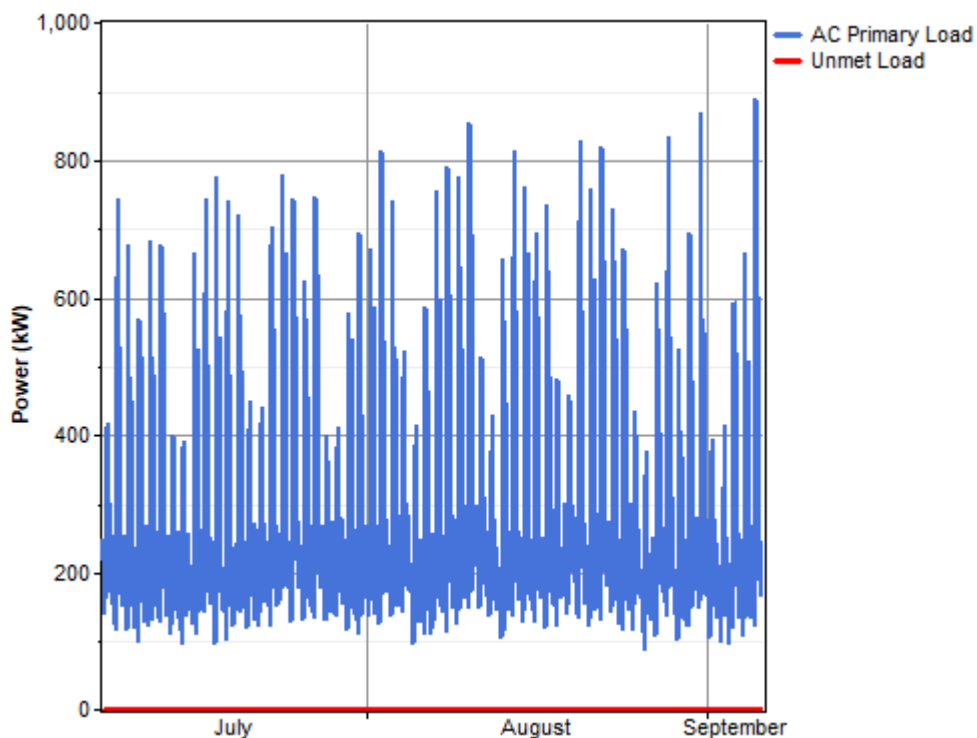
La gráfica siguiente muestra la contribución que cada una de las tecnologías realiza en la producción de electricidad cada mes:



Gráfica 31. Contribución de cada fuente en la configuración 5. Fuente: HOMER

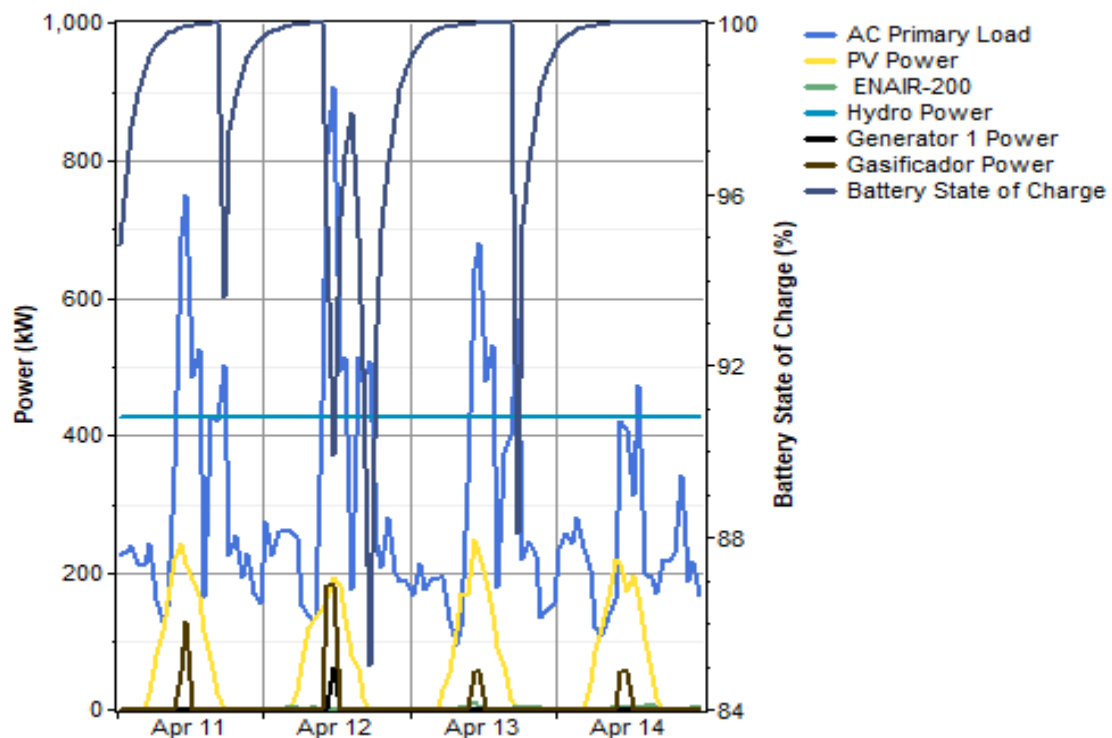
Como se puede observar, la hidráulica es la tecnología que más electricidad genera (78 %), seguida de la fotovoltaica (13 %). La producción de electricidad mediante el aerogenerador es muy reducida debido a la escasez de recurso eólico en la zona. También se aprecia en la gráfica que los meses de mayor funcionamiento del generador diésel y del gasificador de biomasa coinciden con los períodos de mayor escasez de lluvias en los que la producción hidroeléctrica decrece notablemente.

En la gráfica siguiente se puede observar que el sistema es capaz de abastecer toda la demanda eléctrica de la zona durante los meses de julio y agosto, período durante el cual el porcentaje de demanda que quedaba sin cubrir en las configuraciones anteriores era más alto.



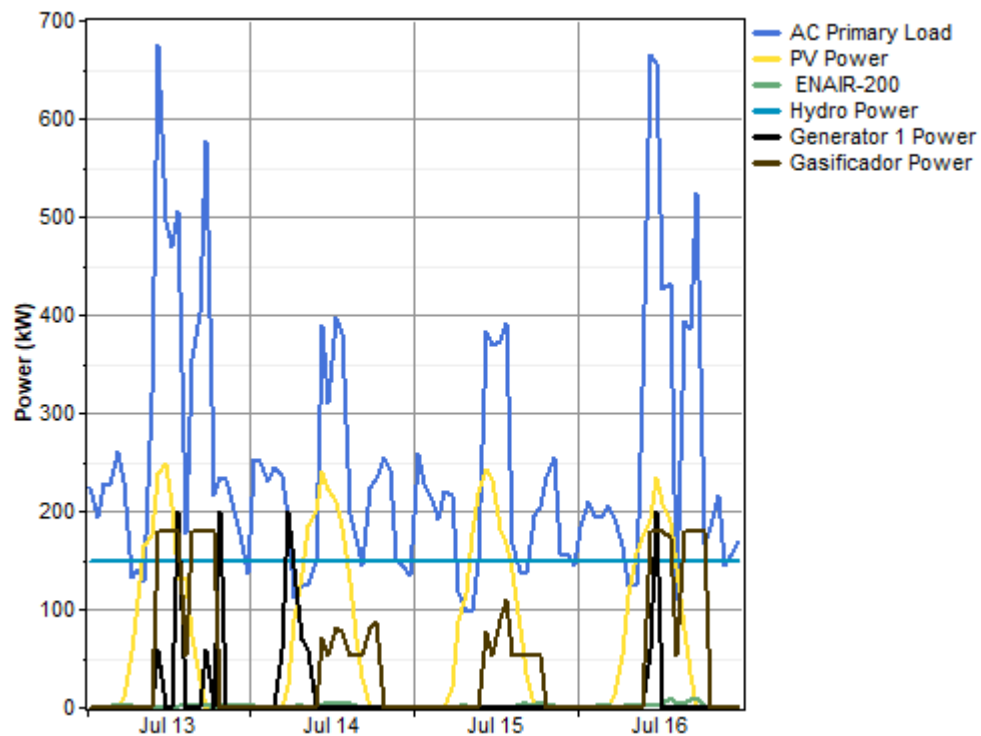
Gráfica 32. *Demanda sin cubrir de la configuración 5. Fuente: HOMER*

También se representa el comportamiento eléctrico del sistema durante unos días del mes de abril. Tal como se observa en la gráfica anterior, durante este mes la demanda queda perfectamente cubierta por el sistema. Se puede apreciar que la aportación del aerogenerador es prácticamente nula. También el generador tiene un funcionamiento reducido, pues durante este mes la producción de la minicentral hidroeléctrica es abundante y el generador opera solamente para cubrir los picos de demanda elevados. La demanda queda prácticamente cubierta entre la hidráulica y la fotovoltaica, siendo el gasificador el que genera electricidad para cubrir los picos de consumo.



Gráfica 33. Comportamiento eléctrico de la configuración 5 en abril. Fuente: HOMER

Observando el comportamiento durante el mes de julio (gráfica 33) se comprueba que el funcionamiento es totalmente distinto. El recurso hidráulico es mucho menor y, por tanto, el generador diésel y el gasificador trabajan durante más horas, pues deben cubrir mayor parte de la demanda. También en este período se observa que el aerogenerador apenas entrega potencia, a pesar de que en este mes el recurso eólico es algo más elevado que durante el mes de abril (como se mostraba en la tabla 8).



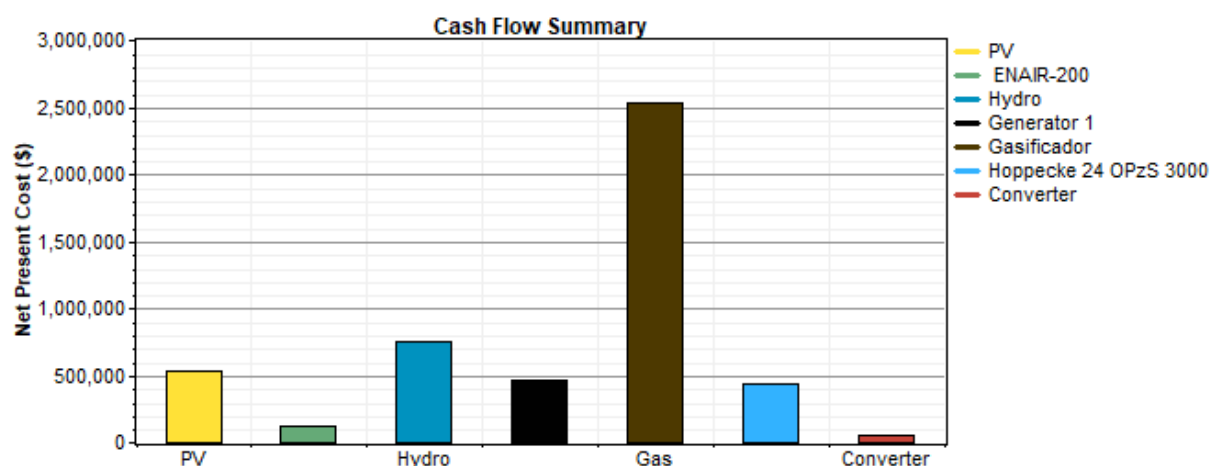
Gráfica 34. Comportamiento eléctrico de la configuración 5 en julio. Fuente: HOMER

En el aspecto económico, la inversión inicial se reparte entre las distintas tecnologías del siguiente modo: la hidráulica supone un 19 % del total, la instalación fotovoltaica un 12 %, el aerogenerador un 3 %, el gasificador de biomasa un 51 %, el generador de diésel un 1 %, las baterías un 10 % y el inversor un 4 %. Cabe destacar que la inversión correspondiente al aerogenerador es superior a los costes que el generador, a pesar de que la potencia que será capaz de aportar una vez instalado es mucho menor que la de este equipo. A continuación se muestra una tabla con los costes derivados de esta configuración:

Component	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Salvage (\$)	Total (\$)
PV	333,500	68,270	174,972	0	-38,261	538,481
ENAIR-200	81,660	28,598	13,423	0	-5,323	118,357
Hydro	503,672	0	247,639	0	0	751,311
Generator 1	28,473	0	15,215	419,119	-642	462,165
Gasificador	1,336,320	553,793	386,339	280,369	-27,471	2,529,350
Hoppecke 24 OPzS 300	280,000	133,674	30,680	0	-1,945	442,409
Converter	44,863	18,720	230	0	-3,484	60,329
System	2,608,488	803,054	868,498	699,488	-77,127	4,902,400

Tabla 21. Resumen de costes de la configuración 5. Fuente: HOMER

Destaca la enorme inversión que supone la planta de gasificación de biomasa, así como los costes de operación y mantenimiento respecto a las otras tecnologías. Esto se comprueba al ver el Coste Actual Neto de cada componente.



Gráfica 35. Coste Actual Neto por componentes en configuración 5. Fuente: HOMER

3.6.2.6 Comparación entre alternativas

Una vez han sido presentados y estudiados los distintos escenarios resultantes del proceso de optimización, se va a proceder a establecer una comparación entre cada uno de ellos, a fin de valorar las ventajas y los inconvenientes de cada uno de ellos desde una perspectiva tanto técnica como económica.

Primeramente se va a elaborar una tabla que recoja los elementos que forman cada escenario de forma que se pueda comparar los equipos que integran cada uno de ellos. A continuación se mostrarán los parámetros técnicos y económicos de cada una de las configuraciones.

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4	ESCENARIO 5
Potencia de la instalación fotovoltaica (kW)	0	150	200	0	250
Número de aerogeneradores	0	0	0	0	1
Potencia de la central hidráulica (kW)	334	334	334	334	334
Potencia del gasificador (kW)	0	0	50	50	180
Potencia del generador diésel (kW)	0	0	0	200	200

Número de baterías	50	150	150	200	200
Potencia del inversor (kW)	50	200	300	300	300

Tabla 22. Componentes de los escenarios energéticos. Fuente: Elaboración propia

Para comparar las distintas alternativas desde un punto de vista técnico se han estudiado los siguientes parámetros de cada configuración: la fracción de renovables, el porcentaje de demanda no cubierta, los litros de diésel consumidos anualmente, el exceso eléctrico y las emisiones de CO₂. Todo ello queda recogido en la tabla siguiente:

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4	ESCENARIO 5
Fracción de renovables (%)	100	100	100	92	98
Demanda no cubierta (%)	25	15	10	4	0
Consumo de diésel (l/año)	0	0	0	93.879	27.322
Exceso	26.5	24.5	21.5	18.7	27

eléctrico (%)					
Emisiones de CO₂ (kg/año)	0	0	0	247.270	72.122

Tabla 23. Análisis técnico de los escenarios energéticos. Fuente: Elaboración propia

A la vista de los resultados, destaca que las configuraciones 4 y 5 son las que menor parte de la demanda dejan por cubrir (tan solo un 4 % en la configuración 4 y un 0 % en la 5). Esto es debido a que ambas incorporan un generador diésel, que se pondrá en funcionamiento en los momentos de mayor consumo para cubrir la demanda eléctrica que las fuentes renovables no pueden satisfacer. Al incluir el generador, también son estos dos escenarios los que suponen un mayor impacto ambiental, pues ambos consumen una gran cantidad de diésel, con las consiguientes emisiones de CO₂ a la atmósfera que ello conlleva.

En cuanto al exceso eléctrico se observa que es bastante similar en todas las alternativas, siendo el escenario 4 el que menor electricidad desaprovecha. Esto es debido a que es el que posee mayor número de baterías, que son capaces de almacenar la energía que se produce y que no se consume inmediatamente, además de no poseer tecnologías con una gran aleatoriedad en la producción como son la energía eólica y fotovoltaica.

Por tanto, desde un punto de vista técnico, si lo que se busca es cubrir la mayor parte de la demanda posible minimizando el impacto ambiental, la mejor alternativa sería el escenario 5, que cubre el 100 % de la demanda y genera un 98 % de la electricidad a partir de fuentes renovables.

El análisis económico de las distintas configuraciones se va a realizar comparando los parámetros que aparecen en la tabla siguiente:

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4	ESCENARIO 5
Inversión inicial (€)	512.629	817.057	1.201.718	1.056.872	2.244.603
Coste Actual Neto	822.256	1.336.098	2.063.467	3.119.276	4.218.515

(€)					
Coste de la electricidad (€/kWh)	0,033	0,048	0,071	0,100	0,140

Tabla 24. Análisis económico de los escenarios energéticos. Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que los distintos escenarios están ordenados según el coste actual neto y por lo tanto el escenario uno, teniendo en cuenta exclusivamente el apartado económico, sería el más adecuado. Esto es debido a que tanto la inversión inicial como el coste actual neto y el coste de la electricidad tienen los valores más bajos.

4 CONCLUSIONES

En el desarrollo del presente TFG se ha dimensionado un sistema híbrido renovable para satisfacer la demanda eléctrica de la zona de Kobo, en la República Democrática del Congo, abasteciéndose de los recursos energéticos disponibles en la región de estudio.

Primeramente se ha estudiado el contexto energético del país y se han elaborado dos escenarios posibles para el futuro. El primero de ellos es un escenario tendencial, resultado de mantener las tendencias de consumo y generación de energía actuales. En el segundo caso se ha propuesto un nuevo escenario cuyo objetivo fuese aumentar el grado de electrificación, alcanzando un 60 % de acceso a la electricidad en 2030.

A continuación se han propuesto cinco configuraciones para el diseño del sistema de abastecimiento, cada una de ellas con unas tecnologías diferentes. Las configuraciones obtenidas han sido las siguientes:

- Configuración 1: Hidráulica y baterías.
- Configuración 2: Hidráulica, fotovoltaica y baterías.
- Configuración 3: Hidráulica, fotovoltaica, gasificador y baterías.
- Configuración 4: Hidráulica, gasificador, generador y baterías.
- Configuración 5: Hidráulica, fotovoltaica, aerogenerador, gasificador, generador y baterías.

Una vez definidos los sistemas, se han analizado mediante el software de optimización HOMER para obtener determinados parámetros técnicos y económicos de las distintas configuraciones. Se han analizado estos datos y se han comparado los sistemas entre ellos a fin de obtener la mejor solución desde diferentes puntos de vista.

- Desde un punto de vista técnico, si se busca cubrir el mayor porcentaje de demanda posible, la configuración óptima sería la 5, que cubre el 100 % de la demanda.
- Desde un punto de vista medioambiental, se podría optar entre las tres primeras configuraciones, pues todas ellas generan el 100 % de la electricidad mediante fuentes renovables.

- Desde un punto de vista económico, la solución óptima en la configuración 1, ya que es la que presenta menor inversión inicial, menor Coste Actual Neto y menor coste de generación de la electricidad.

5 BIBLIOGRAFÍA

Mario Ortega Rodríguez. *“Energía renovables”* 2ª edición, 2006.

Antonio Creus Solé. *“Energía renovables 2ª edición”*, 2009.

Jaime González Velasco. *“Energía renovables”*, 2009.

José Javier Parra Sánchez. *“Análisis y optimización del dimensionamiento de un sistema renovable híbrido para abastecer las necesidades eléctricas de una zona aislada en Guayaquil (Ecuador)”*. 2016.

Rubén Bañón Medina. *“Estudio del potencial de los sistemas híbridos renovables para incrementar el grado de electrificación en la República Democrática del Congo (RDC) de una manera sostenible”*. 2017

Apuntes de la asignatura *Introducción a las Energías Renovables impartida en el curso*.

MECNT. *“Atlas des énergies renouvelables de la RDC”*. 2014

Biomasa. <http://www.idae.es>

<https://www.ecn.nl/phyllis2/>

Viento y aerogenerador. <https://www.enair.es/es/app>

Pluviometría. <https://es.climate-data.org/location/437124/>

Agencia Internacional de la Energía. <http://www.iea.org>

Radiación solar. <https://photovoltaic-software.com/pvgis.php>

Generados diésel. <https://power.cummins.com/powercare/planned-maintenance>

Placas solares. <http://www.atersa.com/es/>

Batería. <https://www.tutiendaenergetica.es/acumulador-estacionario-hoppecke-24-opzs-3000>

Inversor. <https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-red-100000w-ingecon-sun-power-100-kw>

Banco Mundial. <https://datos.bancomundial.org/>

PRESUPUESTO

1 Análisis de zonas aisladas

Código	Ud	Descripción		Total	
1.1		h Reunión para definir el trabajo			
	2,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	70,00 €
	2,000	h	Ingeniera Industrial Superior	75,00 €	150,00 €
	4,000	%	Costes Directos Complementarios	220,00 €	8,80 €
			Precio total por h	228,80 €	
1.2		h Documentación sobre sistemas de abastecimiento eléctrico en zonas aisladas			
	8,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	280,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	280,00 €	2,80 €
			Precio total por h	282,80 €	
1.3		h Búsqueda de información y recogida de datos sobre el contexto energético del país			
	5,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	175,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	175,00 €	1,75 €
			Precio total por h	176,75 €	
1.4		h Propuesta y cálculo de un nuevo escenario energético			
	6,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	210,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	210,00 €	2,10 €
			Precio total por h	212,10 €	
1.5		h Redacción y edición de textos			
	12,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	420,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	420,00 €	4,20 €
			Precio total por h	424,20 €	

2 Análisis de la demanda

Código	Ud	Descripción		Total
2.1	h	Búsqueda de información en Atlas sobre hogares y comercios en la zona		
	7,000 h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	245,00 €
	1,000 %	Costes Directos Complementarios	245,00 €	2,45 €
			Precio total por h	247,45 €
2.2	h	Cálculo de la demanda		
	5,000 h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	175,00 €
	1,000 %	Costes Directos Complementarios	175,00 €	1,75 €
			Precio total por h	176,75 €
2.3	h	Redacción y edición de textos		
	8,000 h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	280,00 €
	1,000 %	Costes Directos Complementarios	280,00 €	2,80 €
			Precio total por h	282,80 €
2.4	h	Reunión informativa		
	6,000 h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	210,00 €
	6,000 h	Ingeniera Industrial Superior	75,00 €	450,00 €
	1,000 %	Costes Directos Complementarios	660,00 €	6,60 €
			Precio total por h	666,60 €

3 Estudio de los recursos energéticos de la zona

Código	Ud	Descripción		Total	
3.1		h	Consulta de datos en Atlas y bases de datos de internet		
	20,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	700,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	700,00 €	7,00 €
			Precio total por h	707,00 €	
3.2		h	Redacción y edición de textos		
	12,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	420,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	420,00 €	4,20 €
			Precio total por h	424,20 €	
3.3		h	Reunión informativa		
	7,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	245,00 €
	7,000	h	Ingeniera Industrial Superior	75,00 €	525,00 €
	4,000	%	Costes Directos Complementarios	770,00 €	30,80 €
			Precio total por h	800,80 €	

4 Selección de equipos

Código	Ud	Descripción		Total	
4.1		h	Búsqueda de equipos y fichas técnicas		
	25,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	875,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	875,00 €	8,75 €
			Precio total por h	883,75 €	
4.2		h	Selección de los equipos adecuados a los recursos existentes		
	15,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	525,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	525,00 €	5,25 €
			Precio total por h	530,25 €	
4.3		h	Reunión informativa		
	5,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	175,00 €
	5,000	h	Ingeniera Industrial Superior	75,00 €	375,00 €
	4,000	%	Costes Directos Complementarios	550,00 €	22,00 €
			Precio total por h	572,00 €	
4.4		h	Redacción y edición de textos		
	15,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	525,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	525,00 €	5,25 €
			Precio total por h	530,25 €	

5 Análisis tecno-económico mediante HOMER

Código	Ud	Descripción		Total
5.1	U...	Licencias de Software HOMER		
	1,000 Un...	Licencias HOMER	1.339,50 €	1.339,50 €
	1,000 %	Costes Directos Complementarios	1.339,50 €	13,40 €
			Precio total por Unidad	1.352,90 €
5.2	h	Introducción de datos en el programa		
	35,000 h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	1.225,00 €
	1,000 %	Costes Directos Complementarios	1.225,00 €	12,25 €
			Precio total por h	1.237,25 €
5.3	h	Reunión para el análisis de los primeros resultados		
	7,000 h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €	245,00 €
	7,000 h	Ingeniera Industrial Superior	75,00 €	525,00 €
	4,000 %	Costes Directos Complementarios	770,00 €	30,80 €
			Precio total por h	800,80 €

6 Estudio de los resultados obtenidos

Código	Ud	Descripción		Total
6.1		h	Análisis de llos resultados obtenidos	
	20,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	700,00 €
			Precio total por h	707,00 €
6.2		h	Reunión para la valoración de resultados	
	8,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €
	8,000	h	Ingeniera Industrial Superior	75,00 €
	4,000	%	Costes Directos Complementarios	880,00 €
			Precio total por h	915,20 €
6.3		h	Comparación de resultados, análisis y conclusiones	
	40,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	1.400,00 €
			Precio total por h	1.414,00 €
6.4		h	Redacción y edición de textos	
	35,000	h	Graduada en Ingeniería en Tecnologías Industriales	35,00 €
	1,000	%	Costes Directos Complementarios	1.225,00 €
			Precio total por h	1.237,25 €

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	14.810,90€
Gastos Generales (13%)	1.925,42€
Beneficio Industrial (6%)	888,54€
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	17.624,86€
I.V.A. (21%)	3.701,22€
PRESUPUESTO TOTAL	21.326,08€