



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica de
Ingenieros de Minas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE AUTOSOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA PARA LA LOCALIDAD DE SAN ESTEBAN DE NOGALES (LEÓN)

León, Septiembre de 2015

Autor: David González Calderón
Tutor: Alberto González Martínez

El presente estudio ha sido elaborado por D. [David González Calderón](#), alumno de la [Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León](#) para la obtención del título de Grado en Ingeniería de la Energía.

La tutoría de este proyecto ha sido realizada por D. [Alberto González Martínez](#), profesor del [Grado en Ingeniería de la Energía](#).

Visto Bueno

Firmado: D. David González Calderón
El autor del Trabajo Fin de Grado

Firmado: D. Alberto Gómez Martínez
El Tutor del Trabajo Fin de Grado

RESUMEN

En este Trabajo Fin de Grado que se desarrolla a continuación, se evaluarán diferentes medios de establecer la opción más viable, basándonos en diferentes aspectos, para abastecer el pueblo de origen del autor, uno de los muchos pueblos de la zona del Órbigo con poblaciones pequeñas, incrementadas de manera considerable en periodos vacacionales.

El motivo principal por el que el autor se ha decantado por esta temática es la actual situación económica y social, en la que el precio de la energía está controlada en manos de grandes corporaciones, que crean situaciones rallantes al monopolio, y dejan indefensos a grandes subidas de las tarifas de energía a los consumidores, o cambios en la legislación para obtener mayores beneficios.

En conclusión, este estudio busca una alternativa a este sistema, basándonos en alternativas legales y nuevas tecnologías.

ABSTRACT

In this End of Degree Project that develops then different means of establishing the most viable option , based on different aspects , to supply the hometown of the author , one of the many villages with small populations in the area of the Órbigo be evaluated , increased significantly during holiday periods .

The main reason why the author has chosen this theme is the current economic and social situation in which the price of energy is controlled in the hands of large corporations creating close to monopoly situations, leaving helpless to large increases in energy tariffs for consumers, or changes in legislation to make more profits.

In conclusion, this study seeks an alternative to this system, based on legal alternatives and new technologies.

ÍNDICE

1.	Introducción.....	1
1.1.	Situación energética española (primer semestre del año 2015)	2
1.1.1.	Energía primaria y secundaria en España	3
2.	Resumen de la legislación española reguladora del sector.....	6
2.1.	Ley 49/1984, del 26 de diciembre	6
2.2.	Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre	6
2.3.	Ley 40/1994, del 30 de Diciembre.....	7
2.4.	Ley 54/1997, del 27 de noviembre.....	7
2.4.1.	Real Decreto 2016/1997	8
2.4.2.	Real Decreto 2017/1997	8
2.4.3.	Real Decreto 2018/1997	8
2.4.4.	Real Decreto 2019/1997	8
2.4.5.	Real Decreto 2020/1997, de 26 de diciembre	8
2.5.	Ley 34/1998 del 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos.....	9
2.6.	Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre	9
2.7.	Plan de Fomento de las energías Renovables 2000-2010.....	10
2.8.	Ley 9/2001, del 4 de Junio.....	10
2.9.	Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.....	11
2.10.	Ley 36/2003, de 11 de noviembre, de medidas de reforma económica .	11
2.11.	Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.	12
2.12.	Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo,.....	12
2.13.	Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso de la productividad.....	13
2.14.	Plan de Energías Renovables 2005-2010.....	13
2.15.	Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, de regulación de producción de energía eléctrica en régimen especial.....	14
2.16.	Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.....	14
2.17.	Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre	14

2.18.	Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre	15
2.19.	Plan de Energías Renovables 2011-2020.....	15
2.19.1.	Directiva 2009/28 CE.....	16
2.20.	Adaptación de la Ley 54/1997 a la Directiva 2003/54/CE del mercado interior de electricidad	16
2.21.	Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.....	17
2.22.	Leyes 15/2012 y 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.....	17
2.23.	Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.....	18
3.	Tipologías de instalaciones solares fotovoltaicas permitidas.....	19
3.1.	Instalaciones generadoras en Baja Tensión	19
3.1.1.	Condiciones de conexión para cada tipología.....	19
3.2.	Morfología de las conexiones e instalaciones.....	20
3.2.1.	Acometida y esquema de conexionado a la red general.....	21
3.2.2.	Tipología que interesa en este proyecto.....	22
4.	Estudio de las condiciones de partida	23
4.1.	Ubicación de la localidad del estudio	23
4.2.	Escenarios de consumo en la localidad	25
4.2.1.	Energía demandada de finales de septiembre a junio.....	26
4.2.2.	Energía demandada en época estival	29
4.3.	Energía demandada total	30
5.	Soluciones técnicas para el aporte de energía	32
5.1.	Estudio del potencial fotovoltaico.....	32
5.1.1.	Estudio fotovoltaico sin precargar ningún parámetro.....	33
5.1.2.	Estudio fotovoltaico modificando la inclinación de las placas PV	38
5.2.	Estudio hidráulico	51
5.2.1.	Obtención del caudal medio mensual del río Eria	51
5.2.2.	Localización y características generales de la mini-central	52
5.2.3.	Descripción del salto hidráulico aprovechable	53
5.2.4.	Conclusiones al estudio hidráulico.....	55

5.3.	Combinación de energía fotovoltaica y aporte hidráulico	55
5.4.	Estudio del potencial eólico.....	56
5.4.1.	Cálculo de la energía eólica disponible	57
5.4.2.	Conclusiones del cálculo eólico.....	65
5.5.	Reducción de la potencia instalada.....	65
5.6.	Aprovechamiento del excedente de energía	67
5.6.1.	Localización y diseño de los embalses	67
5.7.	Replanteo del cálculo de los embalses.....	78
5.8.	Soluciones para completar la demanda	86
5.8.1.	Construcción de un segundo embalse	86
5.8.2.	Aumento de potencia PV y consideración de segundo embalse.....	90
5.8.3.	Aumento de potencia eólica y reducción de PV	92
6.	Análisis de las soluciones obtenidas	95
7.	Conclusiones a este estudio.....	97
8.	Bibliografía y referencias	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Dependencia energética en los países de la Unión Europea en el año 2012.....	2
Figura 1.2. Energía Primaria consumida en España en el 2013.....	3
Figura 1.3. Fuentes de obtención de la energía final consumida en España en el 2013.....	4
Figura 3.1. Esquema general de conexionado a la red general.....	21
Figura 4.1. Ubicación en la provincia de León del municipio de San Esteban de Nogales.....	23
Figura 4.2. Vista aérea del municipio de San Esteban de Nogales.....	24
Figura 4.3. Posibles alternativas para viajar a San Esteban de Nogales.....	25
Figura 4.4. Gráfica de demanda mensual para la localidad de estudio.....	31
Figura 5.1. Detalle de la página PVGIS	32
Figura 5.2. Gráfica de situación DEMANDA-ENTREGA para 200 kWp instalados.....	34
Figura 5.3. Gráfica de situación DEMANDA-ENTREGA para 400 kWp instalados.....	35
Figura 5.4. Gráfica de situación DEMANDA-ENTREGA para 600 kWp instalados.....	36
Figura 5.5. Gráfica de situación DEMANDA-ENTREGA para 250 kWp instalados.....	37
Figura 5.6. Detalle de la página PVGIS con la opción optimizar marcada.....	38
Figura 5.7. Gráfica de situación DEMANDA-ENTREGA para 250 kWp optimizados.....	39
Figura 5.8. Gráfica comparativa de entrega de energía en el eje vertical.....	40
Figura 5.9. Gráfica comparativa entre entrega de energía para vertical de 75º.....	42
Figura 5.10. Gráfica comparativa entre entrega de energía para horizontal de 75º.....	45
Figura 5.11. Gráfica comparativa entre entrega de energía con $i=39^\circ$ y con $i=75^\circ$	47
Figura 5.12. Gráfica comparativa sin optimización y con seguimiento en ambos ejes.....	49
Figura 5.13. Gráfica para el escenario con 250 kWp y seguimiento en los 2 ejes.....	50
Figura 5.14. Vista aérea del río Eria con sencilla recreación del proyecto.....	52
Figura 5.15. Gráfica representativa de la energía hidráulica entregada mensualmente.....	54

Figura 5.16. Situación DEMANDA-ENTREGA con la combinación de ambos sistemas.....	56
Figura 5.17. Detalle del Atlas Eólico del IDAE con el punto de estudio remarcado.....	57
Figura 5.18. Curva de potencia para el aerogenerador de 100 kW.....	58
Figura 5.19. Detalle del Atlas eólico con la curva de potencia de 100 kW.....	59
Figura 5.20. Situación DEMANDA-ENTREGA con 3 EERR y 100 kW de eólica.....	60
Figura 5.21. Curva de potencia para el aerogenerador e33 de 330 kW.....	60
Figura 5.22. Detalle del Atlas eólico con la curva de potencia de 330 kW.....	61
Figura 5.23. Situación DEMANDA-ENTREGA con 3 EERR y 330 kW de eólica.....	62
Figura 5.24. Curva de potencia para el aerogenerador a27 de 225 kW.....	63
Figura 5.25. Situación DEMANDA-ENTREGA con 3 EERR y 225 kW de eólica.....	64
Figura 5.26. Situación DEMANDA-ENTREGA con 150 kWp.....	66
Figura 5.27. Recreación de la obra civil a realizar en el almacenamiento de agua.....	68
Figura 5.28. Localización y superficie del primer embalse.....	69
Figura 5.29. Esquema de embalse en planta.....	70
Figura 5.30. Localización del segundo embalse.....	74
Figura 5.31. Localización del tercer embalse.....	75
Figura 5.32. Escenario DEMANDA-ENTREGA para 3 embalses.....	78
Figura 5.33. Localización y superficie del primer embalse.....	79
Figura 5.34. Esquema de embalse en planta.....	80
Figura 5.35. Esquema del dique perimetral.....	83
Figura 5.36. Perfil del depósito con dique perimetral.....	84
Figura 5.37. Escenario ENTREGA-DEMANDA para embalse con dique.....	86
Figura 5.38. Esquema del segundo embalse.....	88
Figura 5.39. Primer escenario DEMANDA-ENTREGA viable.....	90
Figura 5.40. Escenario con 180 kWp PV y un embalse.....	92

Figura 5.41. Escenario con 70 kWp fotovoltaicos y embalse de 372.763,49 m3.....95

Figura 6.1. Escenario 2.....97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Consumos mensuales generados por el total de las viviendas.....	27
Tabla 4.2. Consumo mensual producido por la industria local.....	27
Tabla 4.3. Consumo mensual generado por el sector servicios.....	28
Tabla 4.4. Consumo total entre Septiembre y Junio.....	28
Tabla 4.5. Consumos mensuales de las viviendas en época estival.....	29
Tabla 4.6. Consumos mensuales de la industria en época estival.....	30
Tabla 4.7. Consumos mensuales del sector servicios en época estival.....	31
Tabla 4.8. Consumo total entre Septiembre y Junio.....	31
Tabla 4.9. Consumo total en la localidad de estudio.....	31
Tabla 5.1. Energía entregada en la localidad de estudio con las opciones precargadas.....	33
Tabla 5.2. Situación DEMANDA-ENTREGA para 200 kWp y sin modificaciones.....	34
Tabla 5.3. Situación DEMANDA-ENTREGA para 400 kWp y sin modificaciones.....	35
Tabla 5.4. Situación DEMANDA-ENTREGA para 600 kWp y sin modificaciones.....	36
Tabla 5.5. Energía entregada en la localidad de estudio optimizada.....	38
Tabla 5.6. Situación DEMANDA-ENTREGA con optimización.....	39
Tabla 5.7. Incremento de entrega de energía optimizados.....	40
Tabla 5.8. Energía entregada en la localidad de estudio con inclinación de $V=75^\circ$	41
Tabla 5.9. Situación DEMANDA-ENTREGA con modificación vertical.....	42
Tabla 5.10. Tabla comparativa entre el escenario de $V=55^\circ$ y $V=75^\circ$	43
Tabla 5.11. Tabla comparativa entre el escenario de $V=55^\circ$ y $V=75^\circ$	44
Tabla 5.12. Situación DEMANDA-ENTREGA con modificación eje horizontal.....	44
Tabla 5.13. Tabla comparativa entre el escenario inicial y con $I=45^\circ$	45
Tabla 5.14. Energía entregada en la localidad de estudio con inclinación de $I=65^\circ$	46

Tabla 5.15. Situación DEMANDA-ENTREGA con modificación horizontal $I=65^\circ$	47
Tabla 5.16. Energía entregada en con seguimiento en ambos ejes.....	48
Tabla 5.17. Situación DEMANDA-ENTREGA con seguimiento en ambos ejes.....	48
Tabla 5.18. Comparativa entre el escenario inicial y el escenario actual.....	49
Tabla 5.19. Caudales medios mensuales para el río Eria.....	51
Tabla 5.20. Obtención de la potencia instalada en la central.....	53
Tabla 5.21. Energía obtenida mensualmente con la mini-central hidráulica.....	54
Tabla 5.22. Tabla resumen de la combinación de ambos sistemas de aporte de energía.....	55
Tabla 5.23. Escenario DEMANDA-ENTREGA con combinación EERR y 100 kW eólica.....	59
Tabla 5.24. Escenario DEMANDA-ENTREGA con combinación EERR y 330 kW eólica.....	62
Tabla 5.25. Escenario DEMANDA-ENTREGA con combinación EERR y 225 kW eólica.....	64
Tabla 5.26. Escenario DEMANDA-ENTREGA con 150 kWp fotovoltaicos.....	66
Tabla 5.27. Volumen total del primer embalse	71
Tabla 5.28. Escenario DEMANDA-ENTREGA con un embalse.....	72
Tabla 5.29. Escenario DEMANDA-ENTREGA REAL con un embalse.....	73
Tabla 5.30. Volumen total del segundo embalse.....	75
Tabla 5.31. Volumen total del segundo embalse.....	76
Tabla 5.32. Escenario DEMANDA-ENTREGA con los 3 embalses.....	77
Tabla 5.33. Volumen total del primer embalse replanteado.....	81
Tabla 5.34. Escenario DEMANDA-ENTREGA con un embalse de $83.402,138 \text{ m}^3$	82
Tabla 5.35. Comparación entre volumen necesario y disponible.....	83
Tabla 5.36. Volumen total de la parte del dique	85
Tabla 5.37. Volumen total del embalse con dique	85
Tabla 5.38. Escenario DEMANDA-ENTREGA con un embalse de $144.161,962 \text{ m}^3$	86
Tabla 5.39. Energía aportada en cada mes deficitaria.....	89

Tabla 5.40. Primer escenario DEMANDA-ENTREGA viable.....	89
Tabla 5.41. Escenario para 180 kWp fotovoltaicos y embalse de 144.161,962 m3.....	92
Tabla 5.42. Escenario DEMANDA-ENTREGA para 335 kW eólicos con 180 kWp PV.....	93
Tabla 5.43. Escenario DEMANDA-ENTREGA para 335 kW con 70 kWp de PV.....	93
Tabla 5.44. Energía aportada en cada mes deficitaria.....	94
Tabla 5.45 Escenario para 70 kWp fotovoltaicos y embalse de 372.763,49 m3.....	95
Tabla 6.1. Tabla comparativa de cada escenario.....	96
Tabla 6.2. Tabla comparativa de costes para cada escenario.....	97

Conceptos básicos presentes en este estudio:

- **Energía:** capacidad de los cuerpos para realizar un trabajo y producir cambios en ellos mismos o en otros cuerpos. Tiene 4 propiedades básicas que determinan en buena manera la forma de concebirla: **la energía no se crea, se transforma; no se destruye, sólo se conserva en otras formas de energía; se transfiere a otros cuerpos en forma de calor, ondas o trabajo; y en esta transmisión siempre se tienen lugar a pérdidas en forma de calor.**
- **Energía renovable:** energía obtenida de fuentes virtualmente inagotables, ya sea porque se regeneren mediante otros medios naturales, como es la energía contenida en el viento o en las mareas, o cuya inmensa cantidad de energía contenida las haga considerarse inagotables, como es la energía solar o la geotérmica.
- **Energía eléctrica:** energía asociada al movimiento de electrones dentro de un conductor creado por la diferencia de potencial entre los dos extremos del mismo. Es la forma de energía, junto con los combustibles fósiles, más empleada en el planeta. A partir de sus distintas propiedades, puede convertirse en otro tipo de energía, como puede ser energía calorífica, mecánica o lumínica.
- **Eficiencia energética:** conjuntos de prácticas orientadas a reducir el consumo de energía, promoviendo una sostenibilidad de los recursos viable con el bienestar social y medioambiental.
- **Cogeneración:** proceso en el que se obtiene simultáneamente electricidad y calor a partir de la quema de un combustible, normalmente gas natural, obteniendo un aumento del rendimiento del conjunto; aprovechando el calor (o frío) para procesos industriales, y la electricidad generada como parte de apoyo al consumo eléctrico del mismo, pudiendo ser vertido a red el exceso de la misma.
- **Energía eólica:** es la energía obtenida a partir del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire. A partir de aerogeneradores es posible convertir esta energía cinética en energía eléctrica.
- **Energía solar:** energía aprovechable a partir de la radiación electromagnética procedente del Sol, a partir de tecnología fotovoltaica o termosolar.
- **Energía hidráulica:** es aquel tipo de energía obtenida del aprovechamiento de la energía cinética y potencial contenida en corrientes y saltos de agua.
- **Autoconsumo energético:** generación de energía para consumo propio, a partir de medios convencionales o bien por medios que exploten fuentes renovables, como puede ser paneles fotovoltaicos, termosolares, mini-aerogeneradores o bombas de calor para aprovechar energía geotérmica.

Puede darse a través de varias geometrías, ya sea trabajando totalmente aislado (en isla), en paralelo con la red (vertiendo a esta excedente de energía, o bien tomándola de la misma en caso de defecto) o bien como soporte de la instalación.

- **Régimen Especial de Energía:** en España, es aquel aplicado al vertido de energía producida a través de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración, a la red general de transporte y distribución.
- **Central de bombeo: tipo** especial de central hidroeléctrica que tiene dos embalses. El agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo —embalse inferior—, es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica al depósito situado en la cota más alta —embalse superior—, con el fin de turbinarla, posteriormente, para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico.

MEMORIA

1. Introducción

En primer lugar, definiremos como Energía Sostenible aquella energía capaz de satisfacer las necesidades presentes sin comprometer los recursos y capacidades de las futuras generaciones. A partir de esta definición podemos agrupar en este ámbito a las energías renovables, alternativas y la energía nuclear de fusión.

A día de hoy, la perspectiva de un mundo sostenible ha mejorado sensiblemente, favorablemente, se podría decir.

Sin embargo, a la par que crece esta posibilidad de un mundo sostenible, en el que la idea de energía limpia, barata y abierta a todos los consumidores, observamos cómo, mientras en otros países la apuesta por sumarse al “tren renovable”, como por ejemplo Dinamarca, con una tasa de exportación de energía superior a su consumo, o Estados Unidos, concretamente el estado de California ; donde la apuesta por una autoeficiencia energética de mano de las energías solares, tanto termosolar como fotovoltaica, eólica y geotérmica hagan a este Estado lo más autónomo posible.

El **Estado de California** ha promovido la instalación de sistemas fotovoltaicos a través de un programa llamado “**La Iniciativa Solar de California**” [1], con la finalidad de diversificar el suministro de electricidad, aliviar la demanda en la redes de suministro y para mejorar la calidad del aire. Para poder lograr su objetivo, cuenta con un programa para viviendas existentes y otro para las viviendas nuevas. El incentivo consta de un pago al rendimiento esperado (Vatios) y otro incentivo basado en el rendimiento (kWh), más un incentivo en efectivo para la instalación del sistema solar por parte de la Comisión de Servicios Públicos. Los titulares pueden hacer venta de la energía, ya sea por la bolsa o mediante la distribuidora correspondiente a la región que se encuentra.

Nuestro propio gobierno nos ofrece una de las leyes más duramente criticadas, no sólo por el ámbito nacional, si no a nivel internacional, como absurda y cruel con energías en estado de desarrollo, cuando no consolidadas, como pueden ser la energía solar fotovoltaica o grupos de cogeneración.

Lamentablemente, esto ha supuesto un grave revés para varias industrias que han visto como inversiones realizadas en estas tecnologías de pronto han pasado de ser una fuente de beneficio adicional a volverse un gran quebradero de cabeza.

Por ejemplo, en nuestra comunidad autónoma existían en el 2014 aproximadamente 76.000 empleos industriales en sectores que cogeneran, suponiendo un 38% del PIB de Castilla y León, de los cuales 500 eran directamente dedicados a operación y mantenimiento de dichas instalaciones.

Empresas como Sampol, Europac, Ceranor, Montefibre, Cerámica Villacé, Cerámica Saza, Esteve Santiago, Neoelectra, Apaychacana, Globeenergy, Energyworks, Enercrisa, Surolait...

dedicadas a diferentes sectores industriales pero que todas comparten el haber realizado una inversión en cogeneración de varios millones de euros.

La reforma contemplaba reducir la retribución a la cogeneración hasta situarla en 1.550 millones, pero el recorte ha ido mucho más lejos y la retribución ha caído hasta 1.100 millones, dejando a un centenar de plantas en toda España paradas, sin tener claro el destino que tendrán.

1.1. Situación energética española (primer semestre del año 2015)

La dependencia energética es un baremo muy fiable de la capacidad que tiene un país para desarrollarse, ya que las principales fuentes de riqueza actuales, son, sin lugar a dudas, la industria en cualquiera de sus ramas, y en menor medida, el sector servicios.

Es fácil observar que el crecimiento económico de un país, por tanto, está muy limitado por las fuentes de energía que tiene a su alcance para poder poner, a su vez, a disposición de los explotadores de negocios industriales y comerciales para que estos desarrollen estrategias competitivas.

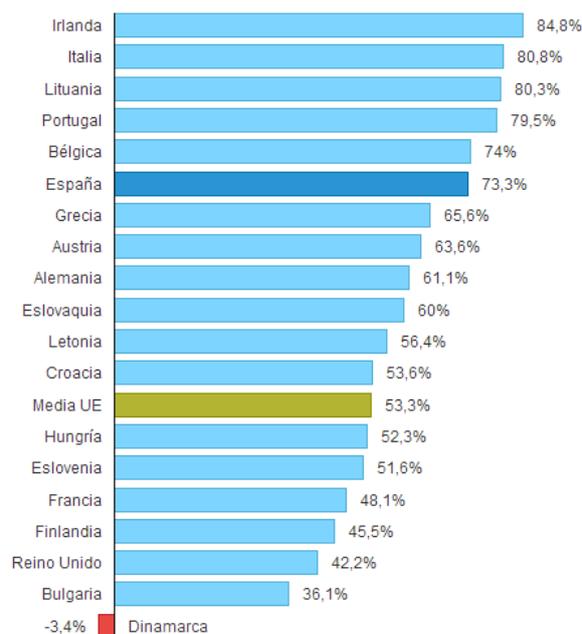


Figura 1.1. Dependencia energética en los países de la Unión Europea en el año 2012.

Históricamente, España siempre ha sido dependiente energéticamente. Somos un país en el que la dependencia energética (a fecha de 2012, se constató como un 73 % sobre el 53% medio en la Unión Europea [2]), se constata en el alto consumo de combustibles fósiles para dos grandes ámbitos como son calefacción, cuya principal fuente de obtención es, de unos años hasta aquí, el gas natural; y el transporte, con una dependencia abrumadora de derivados del petróleo, aunque es cierto que algunos de estos combustibles empiezan a añadir aditivos “bio”, sigue siendo una cantidad irrisoriamente baja.

Esta dependencia energética ha sido históricamente muy elevada, aunque hemos de recalcar que el sector nacional del carbón, en los siglos XIX y XX, ha tenido una presencia muy importante, tanto desde el punto de vista de calefacción doméstica como en generación de energía eléctrica en centrales térmicas, ha visto como diferentes maniobras legislativas, políticas y el agotamiento de los yacimientos más utilizados ha dado pie a un declive de este sector, el cual nos afecta directamente en la provincia de León.

1.1.1. Energía primaria y secundaria en España

Definimos como **energía primaria** [3] a toda la forma de *energía disponible en la naturaleza contenida en combustibles crudos, la energía solar, la eólica, la geotérmica y otras formas de energía, como puede ser la energía contenida en las olas o en las mareas*. Dado que no suelen ser utilizables directamente, debe ser transformada en una fuente de energía secundaria, tal como la electricidad, calor, radiación lumínica, o también en fuerza desarrollada en un motor.

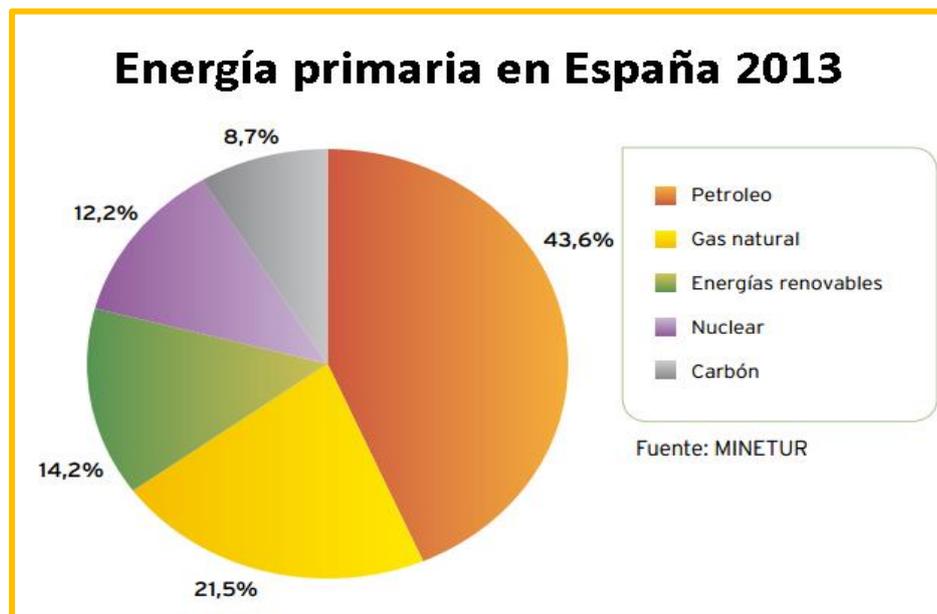


Figura 1.2. Energía Primaria consumida en España en el 2013

En la figura 1.2. , podemos ver cómo el 14,9 % de la energía primaria utilizada en nuestro país en el año 2013 se obtuvo de energías renovables, mientras que el 85,1 % restante corresponde al uso de combustibles de origen fósil, siendo predominante el uso del petróleo (43,6%); y una menor parte asociada a la energía nuclear de fisión (12,2%)

Estos datos indican una tendencia buena a cumplir los objetivos del Protocolo de Kioto, sin embargo, aún se encuentran lejos de alcanzar los objetivos propuestos (un 20% de obtención de energía primaria consumida de forma renovable) y más aun teniendo en cuenta las medidas que se están tomando recientemente.

De esta energía primaria podemos obtener, mediante transformaciones, una energía utilizable, esto es, **una energía final**, que será la que pueda ser consumida en el hogar o la empresa, así como en los vehículos para el transporte de personas y mercancías.

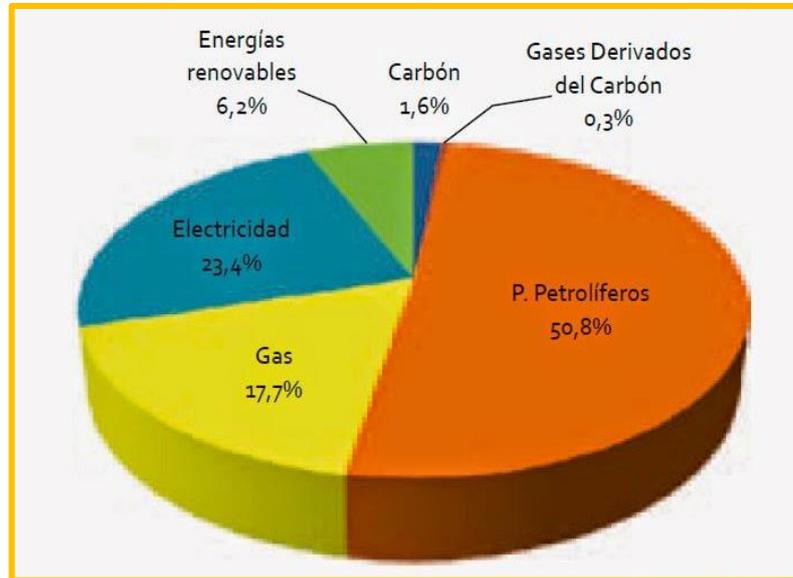


Figura 1.3. Fuentes de obtención de la energía final consumida en España en el 2013

Según datos de la Eurostat, en el año 2013 el grado de autoabastecimiento energético fue del 25,9 %, y tuvimos un consumo de energía final de 128.871 ktep, de las cuales:

- El 50,8 % es referente a productos petrolíferos, esto es, 65.467 ktep.
- El 17,7 % asociado al gas natural, con 22810 ktep consumidas.

Son datos cuanto menos curiosos, para una de las consideradas como decimotercera economía mundial. Sólo Italia, con una dependencia energética del 80,8%, se encuentra en peor lugar entre las grandes potencias de la UE. [4]

Podemos encontrar respuesta a este enigma energético, fijándonos en nuestros vecinos, los cuales tampoco disponen de recursos fósiles capaces de abastecer todo su consumo.

Francia, por ejemplo, con fuentes de energía tradicionales, como son sus famosas centrales nucleares, tiene un 48,1% de exportación energética, y Alemania, sin grandes grupos nucleares similares a los franceses, se sitúa en un 68,1%.

Sin embargo, España se sitúa dos puntos por encima de la media europea en consumo de energías renovables.

¿Qué es, por tanto, lo que nos coloca casi a la cola de nuestros colegas europeos?

Existe un factor que podríamos encontrar determinante en este aspecto: mientras que estos países han optado por grabar notablemente a los combustibles fósiles, nuestro país los graba con menor medida, sin embargo, la diferencia estriba en el precio antes del producto, un precio

determinado por las compañías distribuidoras. (A su vez esto explica por qué las gasolineras perciben 35 céntimos por litro de gasolina más que en el promedio de la UE, y 30 céntimos más por cada litro de gasóleo.)

No hace falta recalcar lo evidente que es que esta diferencia sugiere peligrosamente un incentivo a la utilización de las energías fósiles, precisamente de las que carece España.

Se vuelve, como conclusión, a la idea de que la normativa, ya no sólo en lo tocante a energía renovable, está creada, desde las élites, para favorecer un oligopolio de las élites.

Ante tal panorama, la búsqueda de una alternativa a dicho sistema y dicha normativa se vuelve cuanto menos, necesaria.

2. Resumen de la legislación española reguladora del sector

Debido a los acontecimientos ocurridos casi una década atrás, España ha vivido una etapa de crisis económica que, inevitablemente, ha afectado al sector energético.

La apuesta por las energías renovables desde el sector público ha quedado relegada al olvido, viendo en los últimos cambios normativos como los privilegios y ventajas que anteriormente tenían se han tornado en desventajas, hasta el punto de volver inviables muchos proyectos ya en ejecución.

Debido a que este estudio está fuertemente condicionado por la tesitura legislativa actual, se ve conveniente realizar un repaso por la normativa española más reciente relacionada con el ámbito energético. En forma de anteproyectos de ley, reales decretos y leyes orgánicas, en España han existido una docena de mecanismos de control, de los cuáles se exponen los más trascendentes, ordenados cronológicamente, a continuación: [5]

2.1. Ley 49/1984, del 26 de diciembre

También conocida como **Ley de Explotación Unificada del Sistema Eléctrico Nacional [6]**, creó los instrumentos institucionales y legales precisos para la optimización global del sistema eléctrico, permitiendo unificar de forma continua las explotaciones eléctricas empresariales con criterios de eficiencia económica, función hasta entonces realizada con escasa coordinación por las diferentes empresas eléctricas privadas.

Esta Ley, que definió y declaró servicio público de titularidad estatal la explotación unificada del sistema eléctrico, supuso, además de una anticipación sobre iniciativas semejantes de diferentes países comunitarios y de la Comisión de la Unión Europea, un paso relevante en la organización del sistema eléctrico.

Sin embargo, al no ser la finalidad de la Ley 49/1984 la regulación de todos los aspectos del sistema eléctrico, y dada la experiencia sobre el funcionamiento del mismo a partir de su entrada en vigor, se puso de manifiesto la necesidad de una nueva iniciativa legal capaz de regular de una manera completa el suministro de energía eléctrica en su doble e inseparable vertiente de bien y de servicio.

2.2. Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre

Este RD trata sobre la unificación de leyes y disposiciones anteriores, referidas a la producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

Es este Real Decreto el que desarrolla un marco inicial de partida para las EERR, buscando integrar en el sistema eléctrico la explotación de estas energías y creando una de las primeras planificaciones energéticas a nivel nacional, así como estableciendo los criterios que han de cumplir las instalaciones para acogerse al registro de instalaciones de producción en régimen especial. [7]

2.3. Ley 40/1994, del 30 de Diciembre

La Ley 40/1994 desarrolla sistemáticamente la regulación y ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, refiriéndose ante todo a los principios generales.

Esta Ley también crea una **Comisión del Sistema Eléctrico Nacional** como ente regulador del Sistema, con el objeto de velar por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, garantizando la independencia de sus miembros. [8]

2.4. Ley 54/1997, del 27 de noviembre

Antes del año 1997, el sector eléctrico español estaba controlado directamente por el Gobierno ejecutivo del país, donde este remuneraba el precio de generación, transporte y distribución a las compañías eléctricas privadas, exceptuando a la empresa pública Endesa, que se encargaba de la generación del 21% aproximado de la demanda, a partir de carbón nacional.

Por ello podemos considerar esta Ley, junto con los procesos iniciados con la 40/1994, como un **punto de inflexión entre dos sistemas de control de la electricidad nacional.**

La ley 54/1997, del 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, es la primera normativa reguladora del mercado eléctrico, si bien su principal efecto fue la liberalización del mismo, permitiendo la entrada de competencia en el sector y buscando así crear una mayor eficiencia; siguiendo el ejemplo que se estaba dando en otros países comunitarios.

Esta ley, mediante una segmentación vertical de los procesos de generación, distribución y venta de la energía, reconoce el derecho a la libre instalación y mediante la libre competencia, crea un mercado mayorista, abandonando el principio de retribución por coste fijo mantenido hasta entonces.

En transporte y distribución, esta Ley confirma la liberación establecida en la ley de 1994 para el libre acceso de terceros a las redes, concluyendo que la propiedad de estas no restringe para su uso exclusivo, siendo la retribución por el uso fijado por la administración.

A nivel del consumidor, supuso la libertad de contratación y elección del suministrador, con un plazo efectivo de aplicación de 10 años máximo.

A nivel europeo, esta Ley incorporaba las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo sobre normas comunes del mercado eléctrico nacional, sentando las bases

para una convergencia conjunta de todos los sistemas eléctricos a un libre comercio, a nivel europeo, de electricidad. [9]

Esta Ley se materializó con los siguientes Reales Decretos y Órdenes Ministeriales:

2.4.1. Real Decreto 2016/1997

En él se establece la tarifa eléctrica para 1998, regulando, entre otros, las tarifas de acceso de los consumidores autorizados, las cuotas destinadas a satisfacer los costes fijos del sistema y la aplicación de tarifas a los distribuidores, así como la exención de las mismas para determinados agentes.

2.4.2. Real Decreto 2017/1997

Este Decreto regula y organiza el procedimiento de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, así como de los costes de seguridad y diversificación del sistema y los costes permanentes asociados al mismo.

2.4.3. Real Decreto 2018/1997

En este se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, que prevé el sistema de medidas eléctricas compuesto por determinados equipos de medidas, comunicaciones y sistemas informáticos que permitirán la obtención y el tratamiento de la información relativa a la energía intercambiada entre las diferentes actividades eléctricas.

2.4.4. Real Decreto 2019/1997

En esta disposición, se organiza y se define la estructura y organización del mercado de producción de energía eléctrica. También se recogen las normas básicas para la contratación bilateral al margen del mercado organizado.

Para el mercado organizado se establecen las condiciones generales de acceso de los sujetos a los diferentes segmentos del mercado, diseñando la infraestructura institucional necesaria y fijando las normas básicas de funcionamiento.

2.4.5. Real Decreto 2020/1997, de 26 de diciembre

Por el que se establece un régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras.

El marco jurídico de este Real Decreto se basa en la Decisión 3632/93/CECA, de la Comisión, de 28 de diciembre, relativa al Régimen comunitario de las intervenciones de los Estados miembros en favor de la industria del carbón.

En resumen, esta normativa fue el primer gran cambio del panorama energético reciente en nuestro país, sentando las bases para las normativas actuales.

2.5. Ley 34/1998 del 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos

Por la cual se dicta que los poderes públicos salvaguarden los intereses generales, limitando su intervención directa en los mercados sólo cuando existan situaciones de emergencia. [10]

Esta ley contempla tres aspectos básicos que supusieron una novedad en nuestro ordenamiento:

- A) **Se suprime en el sector del gas la consideración de servicio público.** Se estima que el conjunto de las actividades reguladas en esta Ley no requieren de la presencia y responsabilidad del Estado para su desarrollo; ya que los suministros del sector de hidrocarburos tienen una especial importancia para el desenvolvimiento de la vida económica, lo que supone que el Estado debe velar por su seguridad y continuidad y justifica las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad que afectan a los productos petrolíferos y al gas.
- B) **Se crea una Comisión Nacional de Energía,** con el fin de atribuir a un único órgano la regulación y vigilancia del mercado energético.
- C) Por último, procede aclarar los **criterios de distribución competencial** seguidos con esta norma, que se declara de carácter básico en aquellos preceptos que así lo requieren. **Esta Ley respeta las competencias de las Comunidades Autónomas en todo lo referente a la distribución de hidrocarburos** (base para impuestos territoriales exclusivos a cada comunidad, véase el **céntimo sanitario**) y las hace partícipes en los aspectos más generales de planificación y ordenación del sector.

2.6. Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre

Este Real Decreto desarrolla la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, conjunto a las modificaciones que introduce la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, e impulsa el desarrollo de instalaciones de Régimen Especial mediante la creación de un marco favorable, estableciendo un sistema de incentivos temporales (primas) a instalaciones para llegar a un estado de competencia en el mercado, siempre que tengan una potencia de 50 MW o inferiores.[11]

Es por tanto en este Real Decreto donde se produce la primera inclusión en una normativa de primar a las EERR para crear una competencia debido a sus altos costes de instalación.

2.7. Plan de Fomento de las energías Renovables 2000-2010.

Creado por el Consejo de Ministros el día 30 de Diciembre de 1999, y bajo la tutela del IDEA y el Ministerio de Industria, este Plan recoge una serie de herramientas con el fin de fomentar el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables y estas puedan cubrir, en su conjunto, un mínimo del 12% del consumo de energía primaria en el año 2010.

También plantea dos objetivos asociados para con el primero; que son la producción de energía eléctrica estableciendo una participación de las EERR en un 29,4% y la utilización de biocarburantes, en un mínimo del 5,75% sobre el consumo total.

El Plan de Fomento se elabora como respuesta al compromiso que emana de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la que se define el objetivo de crecimiento a alcanzar por las energías renovables.

Enmarcado en 9 capítulos, desarrolla un análisis de las estrategias con las que proceder, a partir de un análisis de la situación de dichas energías en el Estado Español, la perspectiva de crecimiento de futuro a partir de las fuentes aprovechables y las herramientas para la incentivación y desarrollo de los métodos de explotación de las mismas.

Cabe destacar que en 2010, el 35% del total de la demanda eléctrica se cubrió a partir de fuentes de energía renovable, que se convertían así en la primera fuente de generación eléctrica del país), quedando a las puertas del cumplimiento del 12 % de energía primaria (11,1 % en 2010). [12]

2.8. Ley 9/2001, del 4 de Junio.

En esta Ley se realizan 3 aspectos fundamentales:

- A) Modificación de la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico,** por el que se restablecen los costes fijos asociados a la transmisión a la red general, así como a los costes de incentivación al consumo de carbón autóctono y costes de transmisión a la competencia tecnológicos, repercutiéndose a todos los consumidores de energía eléctrica como coste permanente del sistema (excepto para consumo de energía eléctrica proveniente de la Unión Europea a través de interconexiones nacionales)
- B) Modificación de los artículos 5, 15, 17, 18 y 21 de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia:**
 - a. Se aplica una nueva redacción apartado 1 del artículo 5 de la Ley 16/1989,** por la cual se determinan los acuerdos aprobados por el Ejecutivo para la autorización de acuerdos y prácticas paralelas entre empresas.
 - b. Se establecen, mediante la modificación del apartado segundo del artículo 15 del artículo 15 de la Ley 16/1989, las sanciones y multas aplicadas en caso de contravención de los acuerdos establecidos en el artículo anterior.**

- c. **En cuanto a la nueva redacción al apartado b) del artículo 17.1**, que delimita las condiciones para los efectos restrictivos de la competencia entre empresas, contemplando la obligación de tener que transmitir activos o empresas en la imposición de las mismas restricciones.
 - d. **Se da nueva redacción al apartado 3 del artículo 18 y se añade un apartado 4, pasando ambos apartados a reflejar** la cuantía de las sanciones adoptadas en el caso de incumplimiento de lo determinado en el anterior artículo, tanto a nivel económico como de producción.
- C) Modificación de la Ley 46/1998, de 17 de diciembre, sobre introducción del euro**, en la que se restablecen las medidas para redondeo y conversión de moneda a la hora de aplicar tarifas, precios y coste de aranceles de cara al consumidor. [13]

2.9. Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social

En esta Ley se contempla, principalmente, **que Red Eléctrica de España, S.A." tendrá derecho de adquisición preferente sobre las instalaciones de transporte definidas en el artículo 35.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico"**, así como las **gestiones necesarias por parte de las empresas que deseen adquirir instalaciones de transporte**, y los plazos y controles que R.E.E., S.A. deberá establecer en la adquisición de las mismas.

A su vez, se realiza una modificación en el apartado 1 del artículo 34 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que **establece los márgenes de accionariado tanto público como privado en el operador del sistema**, contemplando también derechos de voto en función del valor de las acciones y la obligatoriedad de una contabilidad y censo separado por parte de cada uno de los grupos accionistas, sean personas jurídicas o grupos propiamente dichos.

Por último, se fija una metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia durante el periodo 2003-2010.[14]

2.10. Ley 36/2003, de 11 de noviembre, de medidas de reforma económica

En esta Ley se implantan dos aspectos transcendentales:

- A) Fomento de las energías renovables**, creando, entre otros, deducciones por inversiones medioambientales (tanto en instalaciones que no generen contaminación atmosférica, acuática ni sobre suelos) hasta el 10% sobre la inversión incluida en el programa de gestión medioambiental: aprovechamiento de energías solares y a través de residuos urbanos y biomasa, **así como el fomento de energías fotovoltaicas y termosolares para autoconsumo, siendo aplicada mediante la adición de un apartado 5 al artículo 75 de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, reguladora de las Haciendas Locales, que queda redactado de la siguiente manera:**

... "Las ordenanzas fiscales podrán regular una bonificación de hasta el 50 por ciento de la cuota íntegra del impuesto para los bienes inmuebles destinados a viviendas, en los que se hayan instalado sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente del sol para autoconsumo. La aplicación de esta bonificación estará condicionada a que las instalaciones para producción de calor incluyan colectores que dispongan de la correspondiente homologación por la Administración competente. Los demás aspectos sustantivos y formales de esta bonificación se especificarán en la ordenanza fiscal."....

Se realiza, por tanto, un primer paso hacia la viabilidad del autoconsumo, siendo primado mediante la reducción en el impuesto sobre la misma vivienda aplicada, no aplicado sobre pluses ni incentívación sobre el kW generado.

B) Contratación a plazo de energía eléctrica: este apartado modifica las condiciones bajo las que se opera en el mercado eléctrico, definiendo las diferentes modalidades de contratación, estableciendo las retribuciones que deben percibir los productores e introducir que el Gobierno pueda introducir por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica.[15]

2.11. Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Esta reforma, contemplado en el artículo 91 de la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y del orden social, define los límites de autoconsumo en caso de generación a partir de cogeneración (subida hasta el 10%), así como fija los mecanismos en caso de impagos por parte de los agentes de mercado, sanciones y medidas jurídicas para cubrir dicha deuda.

También se vuelve a remitir al texto del operador de mercado del RD 2007/1997 , modificando las condiciones para la distribución de máximos respecto a otras entidades gestoras de mercados eléctricos, sujetas a compromiso internacional con España, quienes podrán tener una participación en el capital de hasta un 10 por ciento, y **fijando que la suma de participaciones, directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico no deberá superar el 40 por ciento, no pudiendo sindicarse estas acciones a ningún efecto.** [16]

2.12. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo,

En este Real Decreto se continua con el camino iniciado en el RD 2818/94 en la materia de primas en la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, creando un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación, que puede optar por, citando textualmente a dicho texto incluido en el BOE:

- *“vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada y que, por tanto, indirectamente, está basada en el precio del mercado de producción.*
- *vender dicha producción o excedentes directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen también genéricamente como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia, si bien posteriormente se concreta, caso por caso, teniendo en cuenta los criterios a que se refiere el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.”[17]*

2.13. Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso de la productividad.

Esta Ley, por lo que respecta al sector eléctrico, introduce una serie de medidas en la regulación del Sector, entre las cuales se destacan:

- A) Se adoptan **medidas destinadas a fomentar el desarrollo de la biomasa** con el objetivo de impulsar el cumplimiento del Plan de Fomento de las energías Renovables 2000-2010.
- B) Se constituye una nueva entidad pública empresarial ENRESA de gestión de residuos radiactivos que sustituya a la actual Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. También introduce reformas para mejorar el marco regulatorio de la generación eléctrica de origen nuclear, y se habilita un mecanismo de mercado para valorar los emplazamientos de las centrales nucleares en moratoria.
- C) Se da al Gobierno un plazo de seis meses para la presentación ante el Congreso de los Diputados un Plan de acción de Ahorro y Eficiencia Energética para los próximos años, con la colaboración de las Comunidades Autónomas, en el que se contemplarán medidas y acciones dirigidas a incentivar la reducción del consumo energético en los principales sectores consumidores y el desarrollo de actividades en fuentes de energía renovables y de cogeneración.

2.14. Plan de Energías Renovables 2005-2010

Este plan se debe a un crecimiento de algunas tecnologías inferior al inicialmente previsto y, por otro parte, a un incremento de la demanda notablemente superior a los escenarios manejados en el Plan inicial 2000-2010.

Se introducen importantes modificaciones al alza de los objetivos de potencia establecidos y, en concreto, el objetivo de potencia eólica en 2010 se amplía de 8.155 MW a 20.155 MW y el objetivo de potencia fotovoltaica se amplió de 150 MW a 400 MW.[19]

2.15. Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, de regulación de producción de energía eléctrica en régimen especial

Este Real Decreto deroga al 436/2004, actualizando y sistematizando el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y dando, manteniendo la estructura básica, una nueva regulación la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este RD modifica también el artículo el art. 59 bis y añade un art. 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre y transpone parcialmente la Directiva 2001/77/CE, de 27 de septiembre.

Se refleja en dicha normativa, sobre todo, los aspectos técnicos y requisito de las instalaciones para acogerse a esta condición de régimen de especial; los parámetros y condiciones para la regulación de la prima de producción a estas instalaciones; una mayor regulación para la cogeneración, biomasa y biogás, así como una inclusión de nuevas condiciones y factores a la hora de primar las mismas. [\[19\]](#)

2.16. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica

Dicho RD, cuyo título completo reza “Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología” surge en respuesta al fuerte crecimiento de la potencia instalada en referente a la tecnología solar fotovoltaica, el cual rápidamente se destacó muy superior al esperado.

Para ello se propuso, en contra de utilizar la potencia total acumulada para fijar los límites de mercado de estas instalaciones, un **objetivo anual de potencia que evoluciona al alza**, de manera coordinada, con las mejoras tecnológicas que esta energía experimentase.

En este Real Decreto se contempla también el reconocimiento hacia las arquitecturas integradas con tecnología tanto fotovoltaica como termosolar, debido a su labor de integración social de las EERR y por su no ocupación de territorio a la hora de disponer estas instalaciones. [\[20\]](#)

2.17. Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre

Este Real Decreto modifica al RD 661/2007, por el que se regulaba en primera instancia la producción de energía en régimen especial, determinando en su mayoría, aspectos y vacíos

legales, que se completan, por ejemplo, con la obligatoriedad de utilizar equipos nuevos para acogerse a este régimen especial.

En este Real Decreto también se introduce, citado textualmente: “...una definición concreta del concepto de modificación sustancial de una instalación a efectos de renovación del régimen económico, en la medida en que esta figura será utilizada de forma masiva en los próximos años, al haber alcanzado el parque de generación una antigüedad que posibilitará la renovación de los equipos...” con el fin de adecuar las instalaciones de generación dentro del ámbito reciente.

De igual manera, se introducen cambios legislativos con el fin de agilizar los trámites administrativos, mejorando los tiempos de espera y respuesta a la hora de incluirse en el Registro de Régimen Especial.

Por último, este RD contempla la introducción de disposiciones para instalaciones experimentales, tanto eólicas como solares, con el fin de fomentar un aumento de I+D+I.

Es en este RD donde se comienzan a dar las primeras pinceladas de la reforma sobre las EERR. [\[21\]](#)

2.18. Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre

Es en esta disposición donde comienza a entorsearse el déficit tarifario creado por el desajuste entre costes del sistema y rentabilidad de la explotación, y mediante la siguiente serie de medidas, aplicadas a las tecnologías termosolares y eólicas, iba a intentar ponerse freno a esta situación:

- El RD introduce una limitación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente o prima, buscando reducir el coste asociado a las primas por encima de un número de horas.
- Revisión de las primas de las instalaciones eólicas
- Obligación de venta a tarifa regulada para las instalaciones solares termoeléctricas durante los 12 primeros meses completos tras el acta de puesta en servicio definitiva.

Así mismo, se crean otra serie de medidas, de carácter administrativo y burocrático, para buscar reducir la emisión de primas a estas instalaciones, provocando grandes quejas desde la CNE y el propio Consejo de Estado. [\[22\]](#)

2.19. Plan de Energías Renovables 2011-2020

Agotada la vigencia del anterior PER 2005-2010, se crea una nueva normativa buscando adaptarse a los acuerdos europeos y de consenso para cada uno de los Estados Miembro. Concretamente, la **Directiva Europea 2009/28 CE** establece como objetivo conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía tanto en España como en la Unión Europea, y un consumo mínimo del 10% de energía

procedente de fuentes renovables en el transporte en cada Estado miembro, ambas para el año 2020.

El Plan se estructura en trece capítulos y tres anexos.

2.19.1. Directiva 2009/28 CE

La Directiva 2009/28/CE es parte del denominado Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, que establece las bases para que la UE logre sus objetivos para 2020: un 20% de mejora de la eficiencia energética, una contribución de las energías renovables del 20% y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20%.

Sin embargo, teniendo en cuenta las conclusiones adoptadas por los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, podría materializarse un aumento en el objetivo de reducción de GEI hasta alcanzar el 30% en 2020. En ese caso habrá que modificar los objetivos nacionales de reducción de estos gases y las políticas para conseguirlos, lo que podría suponer la revisión de los objetivos del PER.

Además, dicha Directiva requiere que cada Estado entregue un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) de acción a la década 2011-2020.

2.20. Adaptación de la Ley 54/1997 a la Directiva 2003/54/CE del mercado interior de electricidad

Esa adaptación introduce, textualmente “nuevas medidas para garantizar unas condiciones equitativas en el ámbito de la generación y para reducir el riesgo de que aparezcan posiciones dominantes y comportamiento abusivo, garantizando así tarifas de transporte y distribución no discriminatorias mediante un acceso a la red basado en tarifas publicadas antes de su entrada en vigor, y velando por la protección de los derechos de los pequeños clientes y de los clientes vulnerables y la publicación de información sobre las fuentes de energía para producción de electricidad, así como referencia a las fuentes, cuando estén disponibles, que faciliten información sobre su impacto medioambiental.”

Ha de destacarse que muchas de estas medidas ya estaban implementadas en la Ley 54/1997, por lo que sólo fue necesaria una modificación puntual de algunos de sus aspectos. Esta Ley también enmarca una serie de mejoras de aspecto técnico para adecuar la terminología a lo requerido en la Directiva.

Es destacable que esta adaptación remarca que los consumidores tengan siempre derecho efectivo de poder elegir al proveedor de energía eléctrica, así como poseer una serie de derechos que garantizan una electricidad segura y con acceso en igualdad de condiciones, concediendo de manera novedosa el contrato de término de último recurso, estableciendo por la Administración un precio máximo de la electricidad, considerándola como un **servicio universal**.

2.21. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

En esta Ley se regulan una serie de nuevos impuestos, bajo la justificación de *“integración de políticas medioambientales en el sistema tributario”*:

- Creación de un nuevo impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, *“...medida por producción en barras de central, que se corresponderá con la energía medida en bornes de alternador minorada en los consumos auxiliares en generación y en las pérdidas hasta el punto de conexión a la red.”*
- Introducción de una nueva tanda de impuestos a la producción de energía eléctrica a partir del combustible nuclear, así como los residuos radiactivos resultantes de dicha explotación, justificado con frases tales como *“...gravamen sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en las centrales nucleares, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas, al objeto de compensar a la sociedad por las cargas que debe soportar como consecuencia de dicha generación...”*; que se venían intuyendo y bosquejando en leyes y disposiciones anteriores tales como la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos.
- Establecer un nuevo canon a los bienes de dominio público, en concreto a las aguas públicas estatales para su explotación hidroeléctrica, grabando cuatro aspectos como son:
 - el canon de utilización de bienes de dominio público
 - el canon de vertido que grava los vertidos al dominio público hidráulico
 - el canon de regulación que grava el beneficio particular obtenido por obras de regulación hechas por el Estado
 - la tarifa de utilización del agua que grava los beneficios particulares obtenidos por obras del Estado distintas de las de regulación.[22]

2.22. Leyes 15/2012 y 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.

Es en estas leyes donde se produce la cancelación de las primas aplicadas a la producción de energías renovables, contempladas en primera instancia en la Ley 54/1997, alegando entre otros:

“En estos casos, la Administración manifiesta cancelar la inscripción en el RRRE por, supuestamente, no haber procedido a esta inscripción de la instalación así como a la venta de energía, más de un año después de haber sido inscrita en el Registro de Pre asignación de retribución, es decir, el PREFO.

La resolución exige cancelar la inscripción de la instalación en el RRRE y la obligación por parte del titular de la instalación de proceder al reintegro de las cantidades percibidas en concepto de prima, más los intereses de demora correspondientes.”[23]

2.23. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Es esta la Ley en la que se culmina la reforma sobre el sistema eléctrico aplicado al ámbito renovable, donde se llevan a cabo las siguientes medidas destacables:

- Se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Elevó los límites máximos de déficit que se habían establecido para los años 2010, 2011 y 2012 en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, manteniendo el objetivo de no aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013.
- Adopción de otras medidas puntuales de protección al consumidor y de reducción de determinadas partidas de los costes y de los ingresos del sistema. Entre ellas:
 - se limitaban las horas equivalentes primadas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas y se establecía la obligación de los productores de energía de hacer frente a un peaje de generación, dada la incidencia de esta actividad en el desarrollo de las redes de transporte y distribución.
 - suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.[24]

3. Tipologías de instalaciones solares fotovoltaicas permitidas

3.1. Instalaciones generadoras en Baja Tensión

El **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión** constituye el marco normativo básico de este tipo de instalaciones eléctricas.

Su **ITC-BT-40** trata las instalaciones generadoras, las destinadas a transformar cualquier tipo de energía no eléctrica en energía eléctrica, de baja tensión y define dos conceptos:

- **Red de Distribución Pública**: redes que pertenecen o son explotadas por empresas cuyo fin principal es la distribución de energía eléctrica para su venta a terceros.
- **Autogenerador**: empresa que, subsidiariamente a sus actividades principales, produce, individualmente o en común, la energía eléctrica destinada en su totalidad o en parte, a sus necesidades propias.

Y clasifica a las instalaciones generadoras, atendiendo a su funcionamiento respecto de la red de distribución pública, en:

- **Instalaciones generadoras aisladas**: aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la red de distribución pública.
- **Instalaciones generadoras asistidas**: aquellas en las que existe una conexión con la red de distribución pública, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella. La fuente preferente de suministro podrá ser tanto los grupos generadores como la red de distribución pública, quedando la otra fuente como fuente de apoyo o socorro. Para impedir la conexión simultánea de ambas fuentes, se deben instalar los correspondientes sistemas de conmutación, aunque se permitirá la realización de maniobras de transferencia de carga sin corte siempre que se cumplan una serie de requisitos técnicos.
- **Instalaciones generadoras interconectadas**: aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la red de distribución pública. [25]

3.1.1. Condiciones de conexión para cada tipología

- **Instalaciones generadoras aisladas**: la conexión a los receptores, donde no exista la posibilidad de acoplamiento con la red o con otros generadores, precisará la instalación de un dispositivo que permita conectar o desconectar la carga a la salida del generador e incorporarán las protecciones generales contra sobrecorrientes y contactos directos e indirectos necesarios para la instalación que alimenten.

- **Instalaciones generadoras asistidas**: en la instalación interior la alimentación alternativa (red o generador) podrá hacerse en varios puntos que irán provistos de un sistema de conmutación para todos los conductores activos y el neutro, que impida el acoplamiento simultáneo de ambas fuentes de alimentación.
- **Instalaciones interconectadas**: la potencia máxima de las centrales conectadas a la red de distribución pública estará condicionada por la tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de la línea, potencia consumida de la red de baja tensión, etc.

3.2. Morfología de las conexiones e instalaciones

Para la correcta operación de la instalación, la ITC obliga la incorporación de una serie de equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión:

- **Interruptor automático** en el origen de la instalación interconectada y en un punto único y accesible a la distribuidora eléctrica, sobre el que actuarán un conjunto de protecciones que garanticen que los fallos internos de la instalación no se transmitan a la red.
- **Interruptor de acoplamiento con contacto auxiliar** que permita desconectar el neutro de la red de distribución y conectar a tierra el neutro de la generación, cuando el generador trabaje de forma independiente de la red.
- **Equipo de medida** que registre la energía suministrada por el generador, en la instalación de enlace.

Con respecto a las instalaciones en general, las mismas cumplirán las siguientes características básicas:

- **Instalaciones generadoras aisladas**: estos sistemas no tienen conexión física con la red de distribución por lo que resultarían legales para el suministro de energía para autoconsumo. No obstante, se ha de aclarar que si la energía generada por la instalación fotovoltaica se suministra y vende a un tercero, por ejemplo mediante una empresa de servicios energéticos, aunque sea a través de una línea directa del mismo propietario de la instalación fotovoltaica, el propietario pasaría a considerarse como comercializador (figura contemplada en la Ley 54, del Sector Eléctrico), con sus consiguientes derechos y obligaciones.
- **Instalaciones generadoras asistidas**: estas instalaciones tienen interconexión con la red eléctrica de distribución, pero sin trabajar en paralelo con ella. En este caso no existe regulación en cuanto a si el suministro de la red debe considerarse como punto de conexión. Si además, se comercializa la energía producida, deberá tenerse en cuenta lo descrito en el punto anterior.
- **Instalaciones generadoras interconectadas**: estas instalaciones quedan reguladas por los RD 1955/2000 y RD 1699/2011, que establecen los procedimientos de autorización y las condiciones técnicas para su conexión a red.

3.2.1. Acometida y esquema de conexión a la red general

La acometida es la parte de la instalación de la red de distribución que alimenta las cajas generales de protección o unidad funcional equivalente, siendo ésta responsabilidad de la empresa distribuidora.

Las instalaciones de enlace son las que unen la caja general de protección con las instalaciones interiores o receptoras, y se componen de:

- Las cajas generales de protección o CGP.
- La línea general de alimentación.
- La derivación individual.
- La caja general de mando y protección (CGMP) : Interruptor de Control de Potencia (ICP + protecciones)

Así, el esquema general sería el siguiente:

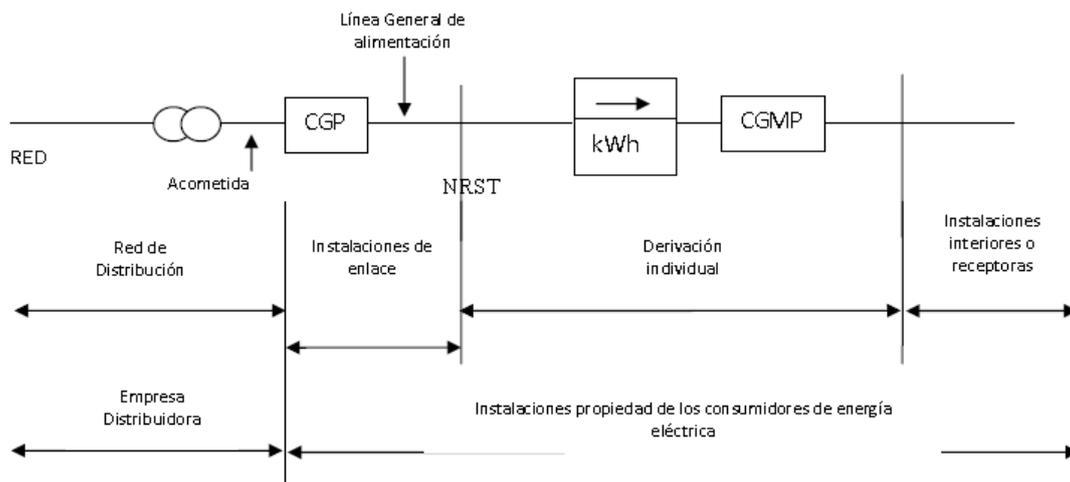


Figura 3.1. Esquema general de conexión a la red general

CONSIDERACIONES Y CONDICIONES DE CONEXIONADO

- Cuando se pretenda vender toda la producción eléctrica, la conexión se realizaría entre la CGP y el contador de la instalación de consumo, siendo equivalente a la conexión a red clásica pero conectada en la red interior.
- Si se quiere autoconsumir, la conexión se situaría entre el contador de la instalación de consumo y la CGMP, existiendo un único contador bidireccional que registre los flujos de energía con la compañía distribuidora.

3.2.2. Tipología que interesa en este proyecto

En primer lugar, el primer factor condicionante para la tipología de la tecnología a instalar es la voluntad de desconectar en su totalidad la localidad de la red de distribución; y si esto no es posible, aprovechar la conexión existente actual para tomar energía de la red cuando las instalaciones no sean capaces de suministrar toda la energía demandada.

Por tanto, queda descartada la tipología el vertido a red la energía sobrante, ya que esto sería contrario al fin buscado, que es, entre otras situaciones, asumir todas las obligaciones y responsabilidades, además, obviamente de los costes, que supone convertirse en suministrador.

En resumen, las tipologías aceptadas son:

- **Instalaciones generadoras aisladas** (ESTA SERÁ LA PRIMERA OPCIÓN BUSCADA) estos sistemas no tienen conexión física con la red de distribución por lo que resultarían legales para el suministro de energía para autoconsumo.
- **Instalaciones generadoras asistidas**: estas instalaciones tienen interconexión con la red eléctrica de distribución, pero sin trabajar en paralelo con ella. En este caso no existe regulación en cuanto a si el suministro de la red debe considerarse como punto de conexión.

A lo largo del estudio de viabilidad tecnológica y técnica, veremos en qué situaciones nos favorece asumir una u otra tipología. [26]

4. Estudio de las condiciones de partida

4.1. Ubicación de la localidad del estudio

El pueblo sobre el que va a realizarse la zona de estudio se encuentra enmarcado en la comarca de La Valdería, en la provincia de León, comunidad autónoma de Castilla y León. Tiene un área de 32,24 km² con una población de 281 habitantes (2012) y una densidad de 8,79 hab/km².

Sin embargo, este dato es engañoso, puesto que como en muchos pequeños pueblos, durante el siglo pasado sufrió una emigración considerable de habitantes hacia zonas como Valladolid, Barcelona, Madrid o la comarca de El Bierzo; teniendo un retorno de dicha población emigrante durante fechas estivales, el cual va a provocar un aumento de la demanda eléctrica hasta casi duplicarla.

Esta descrito mediante las coordenadas UTM 42° 9' 44" N, 5° 55' 50" W en el huso horario 30.



Figura 4.1. Ubicación en la provincia de León del municipio de San Esteban de Nogales

A partir de la aplicación Siggpac de la Junta de Castilla y León, podemos obtener una vista aérea detallada del municipio:



Figura 4.2. Vista aérea del municipio de San Esteban de Nogales

A esta se puede llegar a través de varias vías, partiendo desde la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de León:

- Primero** Por la Carretera CL-622, atravesando varios municipios tales como Santa María del Páramo y La Bañeza, continuando por la LE-110.
- Segundo** Por la LE-30, enlazando con la AP-71, y saliendo en Hospital de Órbigo hacia La Bañeza a través de la LE-420, continuando por la LE-110.
- Tercero** *(Ruta no recomendada)* Similar al trayecto anterior, sin embargo, continuar hasta Astorga en lugar de salir en Hospital de Órbigo, para continuar por la A-6 hacia La Bañeza, y ahí enganchar con la LE-110.
- Cuarto** Tomando la A-66, en dirección Benavente, hasta enganchar con la A-6, saliendo en Pobladura del Valle, continuando por la N-6 hasta el desvío de Alija del Infantado por la LE-114, y enganchar a través de una carretera de concentración hasta la LE-110. (*Ruta no contemplada a través de Google Maps*)



Figura 4.3. Posibles alternativas para viajar a San Esteban de Nogales

4.2. Escenarios de consumo en la localidad

En San Esteban de Nogales encontramos unos consumidores de energía habituales en cualquier otro pueblo, en este caso compuesto en su mayoría por viviendas familiares, tres cafeterías y una pequeña industria.

Si bien disponer de los datos exactos de cada dispositivo eléctrico situado en la localidad es una tarea compleja, los datos que vamos a manejar aproximan, sin dejar lugar a grandes errores, la potencia que absorbe la localidad en su conjunto a raíz de las siguientes máquinas, dispositivos e instrumentos consumidores de electricidad.

Huelga decir que los datos de edificios públicos, así como buena parte de las casas e instalaciones privadas, fueron consultados y recabados a lo largo de la elaboración de este estudio.

Debido a que la localidad sufre un fuerte incremento de habitantes en época estival, **se plantea un estudio separado de las mismas**, puesto que una variación de habitantes implica un aumento de dispositivos consumidores de electricidad: smartphones, tablets, portátiles, aumento de horas de otros dispositivos tales como televisión, frigoríficos, iluminación....

4.2.1. Energía demandada de finales de septiembre a junio

Durante el año, exceptuando los meses en los que posteriormente plantearemos un estudio aparte, debido a diferentes razones, tenemos un consumo regular a partir de los 254 habitantes [27].

Dicho consumo comenzaremos a calcularlo a partir de una serie de TABLAS TIPO, que resumen y aglutinan las medias obtenidas de los dispositivos instalados. Las mismas podrán consultarse en el Anexo I dispuesto a tal efecto, así como cálculos omitidos en la redacción de esta memoria.

En el escenario de consumo podemos considerar tres actores consumidores de energía, que son los siguientes:

A) VIVIENDAS

En el conjunto de viviendas de la localidad, en estos meses, no vamos a tener una ocupación de las mismas al 100%, si no que de las 194 construcciones habitables, vamos a encontrar 156, esto es, un 80,41% de ellas ocupadas.

También es destacable que a la hora de realizar el estudio se considerará que la ocupación de las viviendas nunca se realizará de un modo perfectamente sincronizado, esto es, mientras unas personas están realizando trabajos, de paseo, en el bar, etc... otros si se encontrarán en sus casas, por tanto, se aplicará un factor de simultaneidad del 80 %.

Dentro de las mismas, y realizando una valoración general de lo obtenido en la consulta a familiares, amigos y conocidos, podemos definir los siguientes elementos consumidores de energía presentes en cada vivienda:

- Iluminación (Tubos fluorescentes)
- Nevera Combi A+
- Microondas
- Vitrocerámica
- TV 17"
- TV 42" LED
- PC (o portátil)
- Router WIFI
- Teléfono inalámbrico
- Lavadora 7 Kg A+
- Secador pelo
- Cepillo eléctrico
- Arcón congelador (125 litros)
- Motor eléctrico (bomba de agua)
- Cargador Móvil

De estos electrodomésticos, además de la iluminación, se realizará la TABLA VIVIENDA TIPO 1, de la cual, a partir de los datos suministrados y los cálculos obtenidos, tendremos:

Consumo total vivienda al día (W·h/día)	1.892.763,6
---	-------------

Por tanto, tenemos una demanda de energía mensual asociada a las viviendas tal que así:

Tabla 4.1. Consumos mensuales generados por el total de las viviendas

		Días/mes	W·h/mes	kW·h/ mes
CONSUMO MENSUAL	½ Septiembre	15	22.713.163,2	22.713,2
	Octubre	31	46.940.537,3	46.940,5
	Noviembre	30	45.426.326,4	45.426,3
	Diciembre	31	46.940.537,3	46.940,5
	Enero	31	46.940.537,3	46.940,5
	Febrero	28	42.397.904,6	42.397,9
	Marzo	31	46.940.537,3	46.940,5
	Abril	30	45.426.326,4	45.426,3
	Mayo	31	46.940.537,3	46.940,5
	Junio	30	45.426.326,4	45.426,3

B) INDUSTRIA

Además del consumo de energía asociado a cada vivienda, podemos destacar una pequeña industria local. De la misma se pueden consultar en la TABLA INDUSTRIA 1 tanto las máquinas más significativas, con sus correspondientes potencias instaladas, así como horas de funcionamiento semanales, de la cual obtenemos:

Consumo total al día (W·h/semana)	25.840
-----------------------------------	--------

Por tanto, a partir de los días de cada mes, podemos ultimar una tabla de consumo energéticos finales:

Tabla 4.2. Consumo mensual producido por la industria local

		Semanas/ Mes	W·h/mes	kW·h/ mes
CONSUMO MENSUAL	½ Septiembre	2	51.680	51,7
	Octubre	4	103.360	103,4
	Noviembre	4	103.360	103,4
	Diciembre	4	103.360	103,4
	Enero	4	103.360	103,4
	Febrero	4	103.360	103,4
	Marzo	4	103.360	103,4
	Abril	4	103.360	103,4
	Mayo	4	103.360	103,4
	Junio	4	103.360	103,4

C) CAFETERÍAS

A continuación, se refleja el consumo que tienen los tres bares que actualmente prestan servicio en la localidad, para lo que tomaremos uno de ellos como tipo, considerando que prácticamente todos cuentan con los mismos dispositivos consumidores de energía. Esta TABLA TIPO BAR 1 se puede consultar en su totalidad en el Anexo 1, la cual nos da un total de consumo de energía al día de:

Consumo total al día (W·h/día)	130530
--------------------------------	--------

A partir de esta tabla, generamos una tabla con consumos mensual asociado al total de los bares:

Tabla 4.3. Consumo mensual generado por el sector servicios

		Días/mes	W·h/mes	kW·h/ mes
CONSUMO MENSUAL	½ Septiembre	15	1.957.950	1.957,9
	Octubre	31	4.046.430	4.046,4
	Noviembre	30	3.915.900	3.915,9
	Diciembre	31	4.046.430	4.046,4
	Enero	31	4.046.430	4.046,4
	Febrero	28	3.654.840	3.654,8
	Marzo	31	4.046.430	4.046,4
	Abril	30	3.915.900	3.915,9
	Mayo	31	4.046.430	4.046,4
	Junio	30	3.915.900	3.915,9

D) CONSUMO TOTAL

Una vez obtenido el consumo asociado a cada tipo de instalación, obtenemos un valor para cada uno de los meses, que refleje de manera bastante aproximada el consumo de los meses de estudio:

Tabla 4.4. Consumo total entre Septiembre y Junio

		Días/mes	W·h/mes	kW·h/ mes
CONSUMO MENSUAL	½ Septiembre	15	24.722.793,20	24.722,79
	Octubre	31	51.090.327,28	51.090,33
	Noviembre	30	49.445.586,40	49.445,59
	Diciembre	31	51.090.327,28	51.090,33
	Enero	31	51.090.327,28	51.090,33
	Febrero	28	46.156.104,64	46.156,10
	Marzo	31	51.090.327,28	51.090,33
	Abril	30	49.445.586,40	49.445,59
	Mayo	31	51.090.327,30	51.090,33
	Junio	30	49.445.586,40	49.445,59

4.2.2. Energía demandada en época estival

En esta época, la mayoría de las viviendas pasan de tener uno o dos habitantes, a tener cuatro o cinco, por valor medio, siendo este aumento de personas reflejado en un aumento del consumo de electricidad por vivienda. Sin embargo, vamos a encontrar también una reducción en el consumo de energía para iluminación.

Para esta época estival, vamos a considerar los meses de Julio, Agosto y la primera quincena de Septiembre.

A la hora de realizar el cálculo de este periodo de tiempo, se considera que el factor de simultaneidad citado en el apartado anterior, reduce su valor al 60%, ya que es en estos meses cuando la gente aprovecha el buen tiempo y no queda tanto en casa.

A) VIVIENDAS

Para realizar la valoración de la energía instalada en el total de cada vivienda, partiremos también de una VIVIENDA TIPO 2, sólo que en este caso, existe una variación tanto en los dispositivos consumidores como en sus horas de funcionamiento.

De la anterior VIVIENDA TIPO 2 mencionada, sacamos la demanda energética total diaria de todo el conjunto de las viviendas:

Consumo total vivienda al día (W·h/día)	3.073.755,4
---	-------------

A partir de este dato, calculamos la energía mensual demandada por las viviendas:

Tabla 4.5. Consumos mensuales de las viviendas en época estival

CONSUMO MENSUAL			
Julio	Agosto	½ Septiembre	
95.286.417,4	95.286.417,4	92.212.662	W·h/ día
95.286,4	95.286,4	92.212,7	kW·h/ día

B) FÁBRICA DE GASEOSAS

A su vez, tendremos, asociado a este aumento temporal de población, un aumento en las horas de funcionamiento tanto de los bares como de una de las industrias, una fábrica local de gaseosas, los cuales se reflejan en su correspondiente TABLA INDUSTRIA 2.

Debido a que se realiza el embotellado durante una jornada de aproximadamente 4 horas, en las cuales se producen un número de botellas suficiente para abastecer durante varios días, se reflejan las horas de funcionamiento semanales.

De esta TABLA INDUSTRIA 2, podemos obtener el consumo semanal de energía asociado a esta industria:

Consumo total a la semana (W·h/ semana)	46.980
---	--------

Obteniendo, por tanto, los siguientes consumos en los meses de estudio.

Tabla 4.6. Consumos mensuales de la industria en época estival

CONSUMO MENSUAL			
Julio	Agosto	½ Septiembre	
187.920	187.920	93.960	w·h/ mes
187,9	187,9	94	kW·h/ mes

C) SECTOR SERVICIOS

Finalmente, la demanda de energía asociada a los establecimientos comerciales, en este caso, los mismos que en el otro escenario, sólo ven aumentados períodos de consumo energético de maquinaria y la aparición del aire acondicionado. Los datos mostrados en la TABLA TIPO BAR 2 nos dan el siguiente resultado de consumo de energía:

Consumo total a la semana (W·h/ día)	371.850
--------------------------------------	---------

De este dato obtenemos finalmente el consumo mensual asociado a este tipo de consumidor:

Tabla 4.7. Consumos mensuales del sector servicios en época estival

CONSUMO MENSUAL			
Julio	Agosto	½ Septiembre	
11.527.350	11.527.350	5.577.750	w·h/ mes
11.527,4	11.527,4	5.577,8	kW·h/ mes

D) CONSUMO TOTAL

Sumando cada una de las demandas de energía solicitadas por cada tipo de consumidor, obtenemos que en los meses estivales la demanda será:

Tabla 4.8. Consumo total entre Septiembre y Junio

CONSUMO MENSUAL			
Julio	Agosto	½ Septiembre	
68.887.120,44	68.887.120,4	33.335.508,6	w·h/ mes
68.887,1	68.887,1	33.335,5	kW·h/ mes

4.3. Energía demandada total

Para poder continuar en el estudio, debemos unir ambos consumos, estival y anual, reflejando así la energía que el pueblo nos demanda a lo largo del año, para encontrar la solución más viable, tanto técnica como económicamente.

Con este fin, realizamos la siguiente tabla mostrada a continuación:

Tabla 4.9. Consumo total en la localidad de estudio

		Días/mes	W·h/mes	kW·h/ mes
CONSUMO	Enero	31	51.090.327,3	51.090,3
	Febrero	28	46.156.104,6	46.156,1
	Marzo	31	51.090.327,3	51.090,3
	Abril	30	49.445.586,4	49.445,6
	Mayo	31	51.090.327,3	51.090,3
	Junio	30	49.445.586,4	49.445,6
	Julio	31	59.358.478,7	59.358,5
	Agosto	31	59.358.478,7	59.358,5
	Septiembre	30	53.447.668,7	53.447,7
	Octubre	31	51.090.327,3	51.090,3
	Noviembre	30	49.445.586,4	49.445,6
	Diciembre	31	51.090.327,3	51.090,3

Para poder apreciar de manera visual las variaciones de demanda en el pueblo, podemos crear una gráfica que será la base para todos los cálculos posteriores en cuanto a sistemas de aporte de energía se refiere:

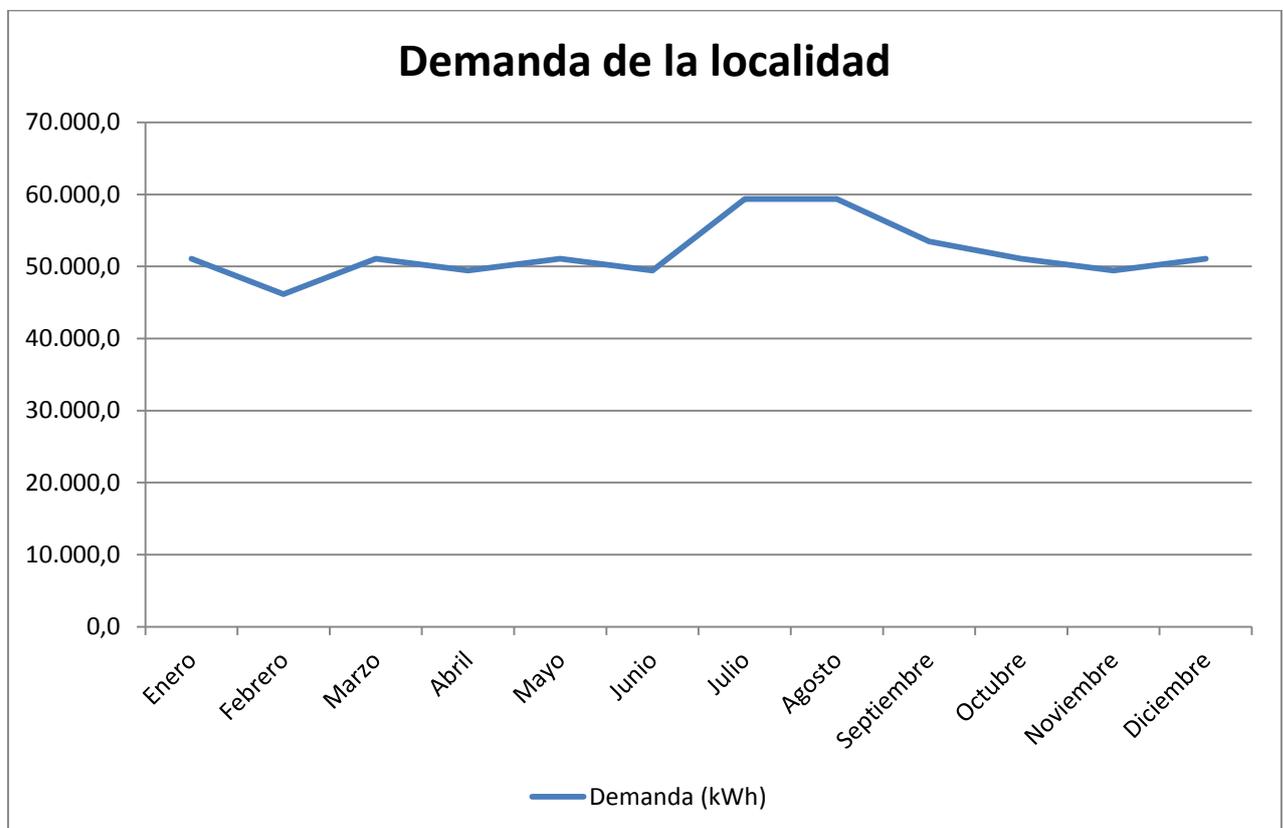


Figura 4.4. Gráfica de demanda mensual para la localidad de estudio

5. Soluciones técnicas para el aporte de energía

Una vez obtenida la tabla de **demanda total mensual** a lo largo del año, a partir de varias herramientas vamos a conseguir una tabla de capacidad de entrega de energía, a partir de una serie de datos que suministraremos a dichas herramientas.

En primera instancia, vamos a considerar un sistema con una instalación generadora aislada, buscando este objetivo, y a raíz de los datos obtenidos, esto es, de la demanda cubierta, contemplaremos retroceder a un sistema que utilice la red de apoyo.

5.1. Estudio del potencial fotovoltaico

Para poder calcular la energía capaz de entregarnos un sistema fotovoltaico, debemos encontrar un software o herramienta para el cálculo de la misma.

En este caso, la herramienta a utilizar es la página web que proporciona la Unión Europea como apoyo a este tipo de proyectos, llamada **“Photovoltaic Geographical Information System”** o conocida por sus siglas **PVGIS**. [28]

En primer lugar, cargamos en esta página las coordenadas del punto de estudio, o bien, el nombre de la localidad cercana, que es el método que se ha seguido en este proyecto.

The screenshot displays the PVGIS web interface. At the top, there are logos for JRC and CM SAF, and the title 'Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps'. A navigation bar includes 'EUROPA > EC > JRC > IE > RE > SOLAREC > PVGIS > Interactive maps > europe'. A red warning message states: 'New: We are recovering from a hard disk crash. PVGIS may be unstable in the next few days, please let us know if you see strange results.' The search bar contains 'San Esteban de Nogales' and shows a search button. The map shows the location of San Esteban de Nogales in Spain. The right sidebar contains the following configuration options:

- PV Estimation** (selected)
- Monthly radiation
- Daily radiation
- Stand-alone PV
- Performance of Grid-connected PV**
- Radiation database: Climate-SAF PVGIS [What is this?]
- PV technology: Crystalline silicon
- Installed peak PV power: 1 kWp
- Estimated system losses [0;100]: 14 %
- Fixed mounting options:**
 - Mounting position: Free-standing
 - Slope [0;90]: 35 ° Optimize slope
 - Azimuth [-180;180]: 0 ° Also optimize azimuth
- (Azimuth angle from -180 to 180, East=-90, South=0)
- Tracking options:**
 - Vertical axis Slope [0;90]: 0 ° Optimize
 - Inclined axis Slope [0;90]: 0 ° Optimize
 - 2-axis tracking
- Horizon file: Seleccionar archivo Ningún archivo seleccionado
- Output options:**
 - Show graphs
 - Show horizon
 - Web page
 - Text file
 - PDF
- Calculate** button
- [help] link

Figura 5.1. Detalle de la página PVGIS

Esta página web nos permite configurar una serie de parámetros, dividido en un grupo de valores que condicionan los resultados finales, como pueden ser desde las pérdidas estimadas del sistema, así como inclinaciones tanto verticales u horizontales; y otro grupo que nos permite elegir entre una serie de opciones para los datos de salida, una vez calculados.

Una vez configurada esta página, obtenemos una tabla de datos con la energía mensual capaz de obtener en el punto indicado y la potencia base dada, dividiendo estos datos en:

- a) *Energía diaria obtenida en kWh*
- b) *Energía mensual obtenida en kWh*
- c) *Energía diaria obtenida en kWh por m² de placa fotovoltaica*
- d) *Energía mensual obtenida en kWh por m² de placa fotovoltaica*

5.1.1. Estudio fotovoltaico sin precargar ningún parámetro

Esta tabla, para nuestro punto de estudio y con una potencia instalada de referencia de 1 kWp, sin modificar ninguna de las opciones que el programa nos ofrece, nos queda de la siguiente manera:

Tabla 5.1. Energía entregada en la localidad de estudio con las opciones precargadas

Fixed system: inclination=35°, orientation=0°				
Month	<i>Ed</i>	<i>Em</i>	<i>Hd</i>	<i>Hm</i>
Jan	2.51	77.9	3.09	95.7
Feb	3.68	103	4.59	129
Mar	4.46	138	5.75	178
Apr	4.58	137	5.99	180
May	4.89	152	6.51	202
Jun	5.16	155	7.02	210
Jul	5.46	169	7.48	232
Aug	5.29	164	7.24	224
Sep	4.82	145	6.47	194
Oct	3.80	118	4.91	152
Nov	2.93	87.9	3.65	109
Dec	2.48	76.8	3.03	93.9
Yearly average				
Total for year	4.17	127	5.48	167
Total for year	1520		2000	

A partir de los datos de b) Energía mensual obtenida en kWh, calculamos un número estimado de kWp instalados para intentar cubrir el máximo posible de demanda, sin llegar a tener momentos en los que tengamos generación sin consumo.

Esta va a ser la máxima en torno a la que gire todo el estudio, esto es, **crear un escenario en el que la demanda y la energía suministrada por los diferentes sistemas sea lo más ajustado posible.**

A) Potencia instalada de 200 kWp

Utilizando los datos obtenidos para 1 kWp, comenzamos a estimar ahora el valor en el que podamos cubrir la máxima demanda posible. Para ello, comenzamos por un valor estimado de 200 kWp, quedando la siguiente situación:

Tabla 5.2. Situación DEMANDA-ENTREGA para 200 kWp y sin modificaciones

kW·h/ mes	1 Kwp	200	% cubierto	Diferencia kWh
51.090,3	77,9	15.580,0	30,5	-35.510,3
46.156,1	103	20.600,0	44,6	-25.556,1
51.090,3	138	27.600,0	54,0	-23.490,3
49.445,6	137	27.400,0	55,4	-22.045,6
51.090,3	152	30.400,0	59,5	-20.690,3
49.445,6	155	31.000,0	62,7	-18.445,6
59.358,5	169	33.800,0	56,9	-25.558,5
59.358,5	164	32.800,0	55,3	-26.558,5
53.447,7	145	29.000,0	54,3	-24.447,7
51.090,3	118	23.600,0	46,2	-27.490,3
49.445,6	87,9	17.580,0	35,6	-31.865,6
51.090,3	76,8	15.360,0	30,1	-35.730,3

Como se puede apreciar, el porcentaje cubierto es muy bajo, en este caso la tecnología instalada no es capaz de suministrar a lo largo del año más de un 47,4% (de media) de la energía demandada. Esto lo podemos ver de manera gráfica:

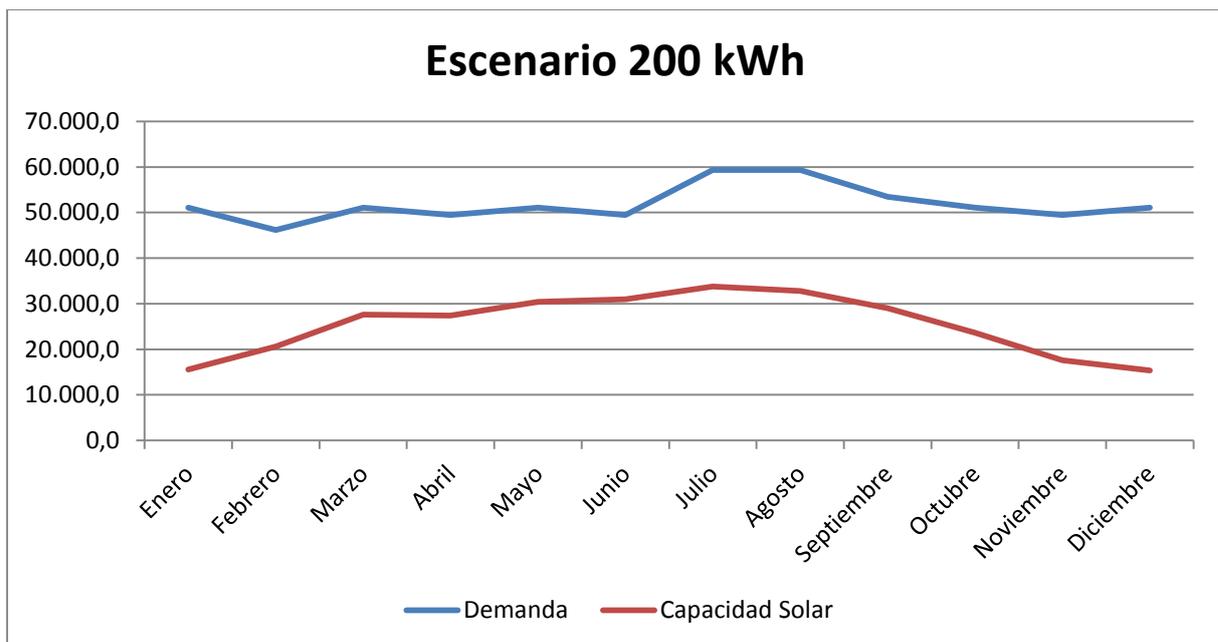


Figura 5.2. Gráfica de situación DEMANDA-ENTREGA para 200 kWp instalados

B) Potencia instalada de 400 kWp

Visto que con los 200 kWp no cubríamos siquiera una parte considerable de la demanda del pueblo, pasamos a comprobar si aumentando la potencia instalada tendremos más capacidad de abastecimiento, mediante un procedimiento similar, modificando los valores en la hoja de cálculo utilizada:

Tabla 5.3. Situación DEMANDA-ENTREGA para 400 kWp y sin modificaciones

kW·h/ mes	1 KWp	400	% cubierto	Diferencia kWh
51.090,3	77,9	31.160,0	61,0	-19.930,3
46.156,1	103	41.200,0	89,3	-4.956,1
51.090,3	138	55.200,0	108,0	4.109,7
49.445,6	137	54.800,0	110,8	5.354,4
51.090,3	152	60.800,0	119,0	9.709,7
49.445,6	155	62.000,0	125,4	12.554,4
59.358,5	169	67.600,0	113,9	8.241,5
59.358,5	164	65.600,0	110,5	6.241,5
53.447,7	145	58.000,0	108,5	4.552,3
51.090,3	118	47.200,0	92,4	-3.890,3
49.445,6	87,9	35.160,0	71,1	-14.285,6
51.090,3	76,8	30.720,0	60,1	-20.370,3

Con esta tecnología instalada, vemos como en varios meses ya tenemos un excedente de energía. Esta situación, que puede parecer favorable, tampoco es la deseada, puesto que la energía sobrante no se tiene en mente comercializarse, por tanto, es, a efectos prácticos, energía perdida. Gráficamente podemos observar que el problema vamos a tenerlo en los meses en los que la radiación solar no es baja:

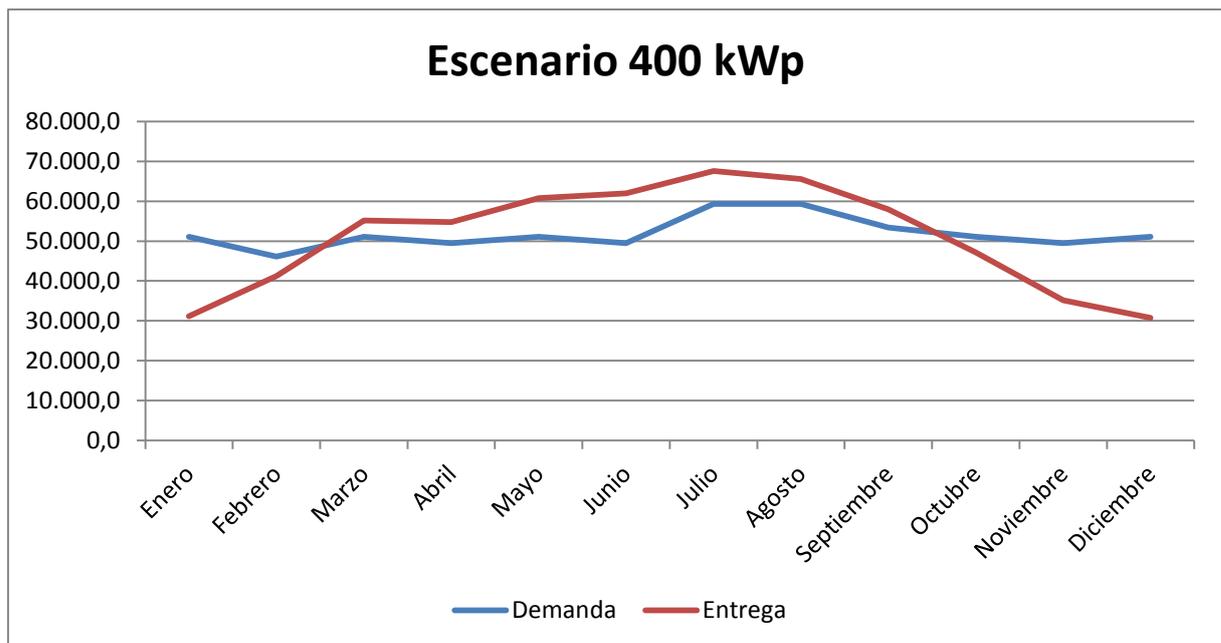


Figura 5.3. Gráfica de situación DEMANDA-ENTREGA para 400 kWp instalados

C) Potencia instalada de 600 kWp

Como la situación en los meses de Enero, Febrero, Octubre; Noviembre y Diciembre, siendo sobre todo, Enero y Diciembre los meses en los que no se consigue aumentar de manera considerable la entrega solar, vamos a intentar elevar al máximo la potencia instalada:

Tabla 5.4. Situación DEMANDA-ENTREGA para 600 kWp y sin modificaciones

kW·h/ mes	1 Kwp	600	% cubierto	Diferencia kWh
51.090,3	77,9	46.740,0	91,5	-4.350,3
46.156,1	103	61.800,0	133,9	15.643,9
51.090,3	138	82.800,0	162,1	31.709,7
49.445,6	137	82.200,0	166,2	32.754,4
51.090,3	152	91.200,0	178,5	40.109,7
49.445,6	155	93.000,0	188,1	43.554,4
59.358,5	169	101.400,0	170,8	42.041,5
59.358,5	164	98.400,0	165,8	39.041,5
53.447,7	145	87.000,0	162,8	33.552,3
51.090,3	118	70.800,0	138,6	19.709,7
49.445,6	87,9	52.740,0	106,7	3.294,4
51.090,3	76,8	46.080,0	90,2	-5.010,3

Como podemos observar, la energía entregada es muy superior a la demandada, siendo en el conjunto del año un 42% en exceso de la energía demandada. Gráficamente podemos observar que la solución está intermedia entre esta considerada y la primera inicial:

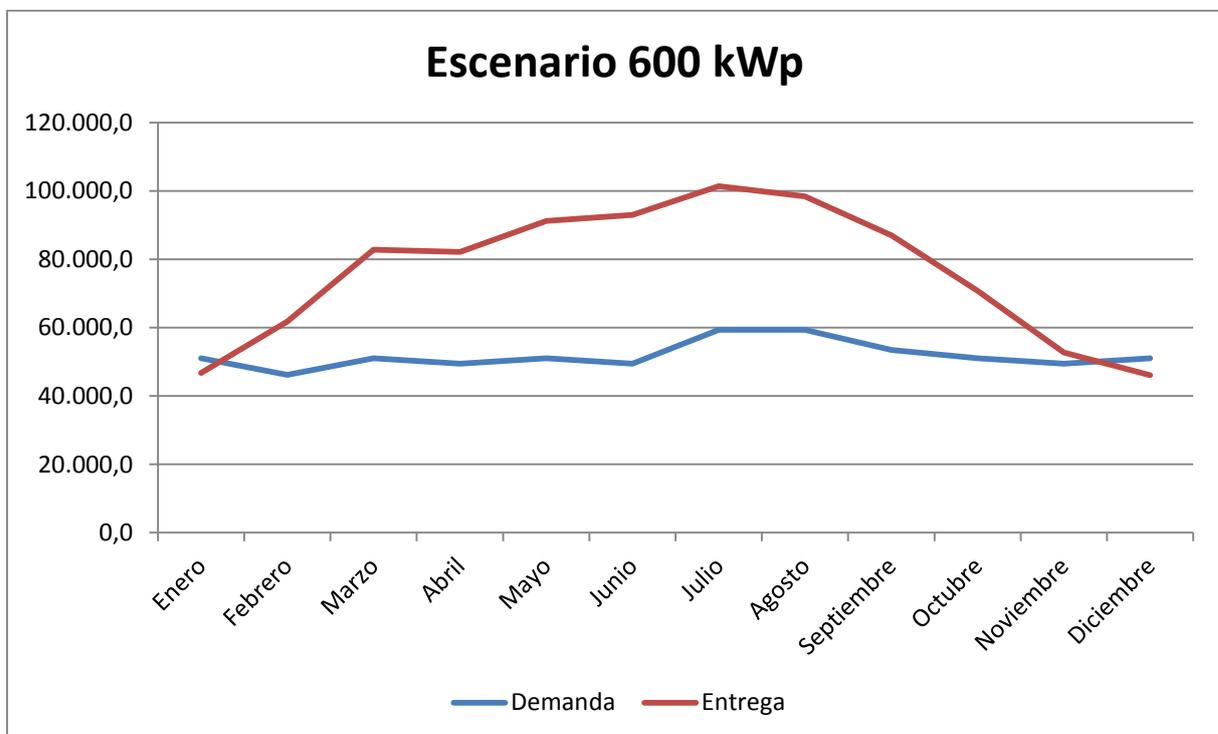


Figura 5.4. Gráfica de situación DEMANDA-ENTREGA para 600 kWp instalados

D) Conclusiones a este apartado

A raíz de las tres situaciones estudiadas, podemos extraer los siguientes puntos en claro:

- Con una radiación solar tan variable entre los meses de verano y los de invierno, el gran reto del estudio se perfilar en cubrir los meses de invierno sin aumentar el exceso de energía en los meses de verano.
- Cuanto más intentemos cubrir estos meses con tecnología fotovoltaica, más grande va a ser esta diferencia.

La solución por tanto será contemplar otro tipo de tecnologías o modificar parámetros de esta actual, buscando optimizar esta y dejando el camino más fácil si es necesario utilizar otro tipo de medios para cubrir las necesidades energéticas.

Por tanto, vamos a considerar como punto de partida para un siguiente apartado una potencia fotovoltaica instalada de 250 kWp, y a partir de esta, incrementar o reducir la misma, sin perder de vista los dos objetivos fundamentales:

- I. **Cubrir la totalidad o la gran mayoría de la demanda**
- II. **No generar un exceso de energía en ciertos meses, en la búsqueda del primer objetivo.**

Gráficamente, el siguiente punto de estudio partiría de una situación tal que:

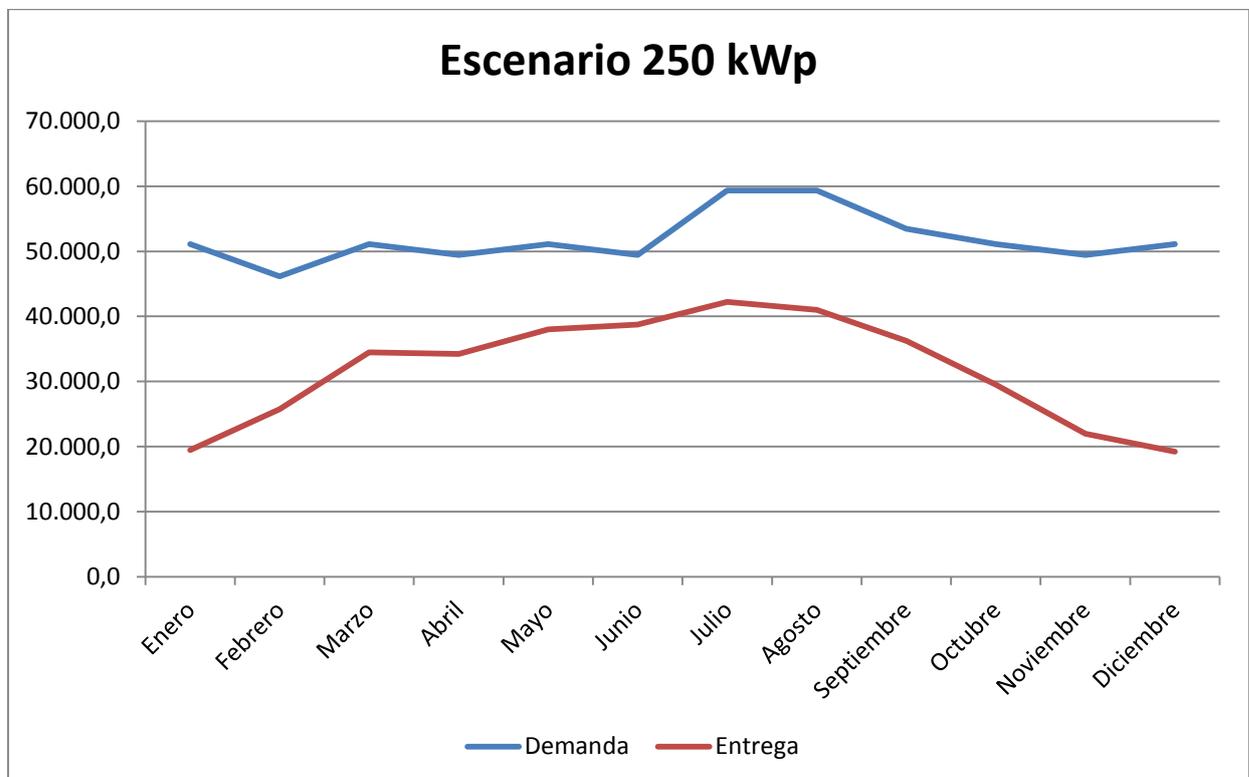


Figura 5.5. Gráfica de situación DEMANDA-ENTREGA para 250 kWp instalados

5.1.2. Estudio fotovoltaico modificando la inclinación de las placas PV

Aprovechando las opciones que nos brinda la página PVGIS, vamos a ver como variando estos factores podemos aprovechar al máximo la tecnología instalada:

A) Optimización de la inclinación vertical del sistema

La página nos ofrece la opción de optimización tanto en el eje vertical como en el eje horizontal, en este caso directamente vamos a modificar sólo el eje vertical.

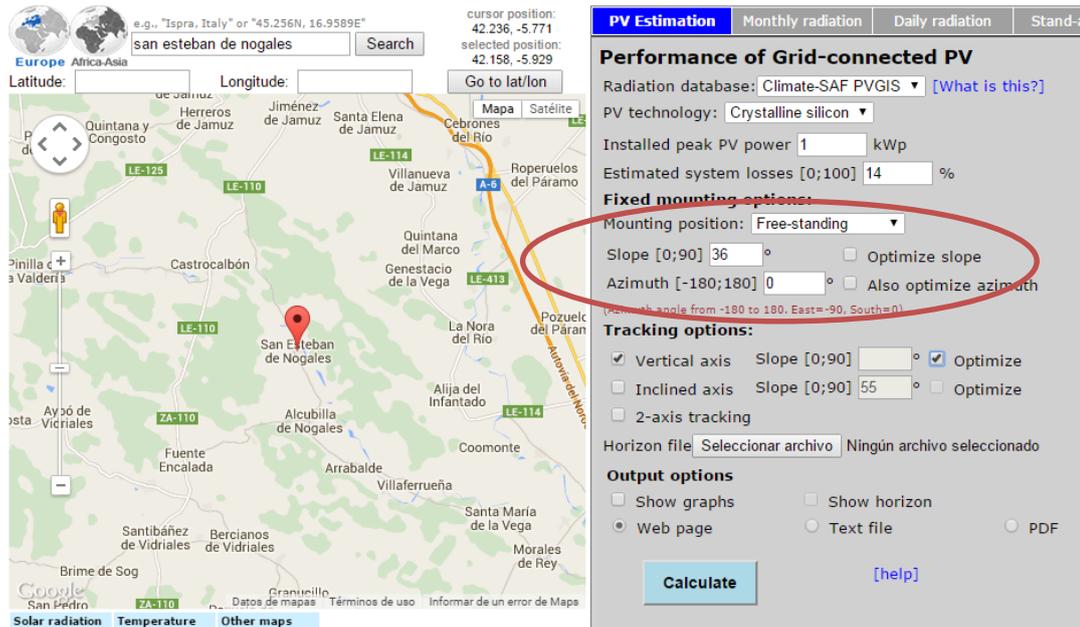


Figura 5.6. Detalle de la página PVGIS con la opción optimizar marcada

Esta opción nos deja la siguiente serie de datos para cada mes:

Tabla 5.5. Energía entregada en la localidad de estudio optimizada

Vertical axis tracking system optimal inclination=55°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.09	95.9	3.83	119
Feb	4.62	129	5.79	162
Mar	5.71	177	7.36	228
Apr	6.04	181	7.82	235
May	6.79	210	8.90	276
Jun	7.43	223	9.92	298
Jul	7.94	246	10.70	331
Aug	7.27	225	9.83	305
Sep	6.32	189	8.42	252
Oct	4.75	147	6.16	191
Nov	3.63	109	4.54	136
Dec	3.08	95.5	3.80	118

Por tanto, aplicando el mismo método de cálculo que en el apartado anterior, obtenemos la siguiente tabla:

Tabla 5.6. Situación DEMANDA-ENTREGA con optimización

kW-h/ mes	1 Kwp	250 kWp	% cubierto	Diferencia kWh
51.090,3	95,9	23.975,0	46,9	-27.115,3
46.156,1	129,0	32.250,0	69,9	-13.906,1
51.090,3	177,0	44.250,0	86,6	-6.840,3
49.445,6	181,0	45.250,0	91,5	-4.195,6
51.090,3	210,0	52.500,0	102,8	1.409,7
49.445,6	223,0	55.750,0	112,8	6.304,4
59.358,5	246,0	61.500,0	103,6	2.141,5
59.358,5	225,0	56.250,0	94,8	-3.108,5
53.447,7	189,0	47.250,0	88,4	-6.197,7
51.090,3	147,0	36.750,0	71,9	-14.340,3
49.445,6	109,0	27.250,0	55,1	-22.195,6
51.090,3	95,5	23.875,0	46,7	-27.215,3

Cuya representación gráfica es la siguiente:

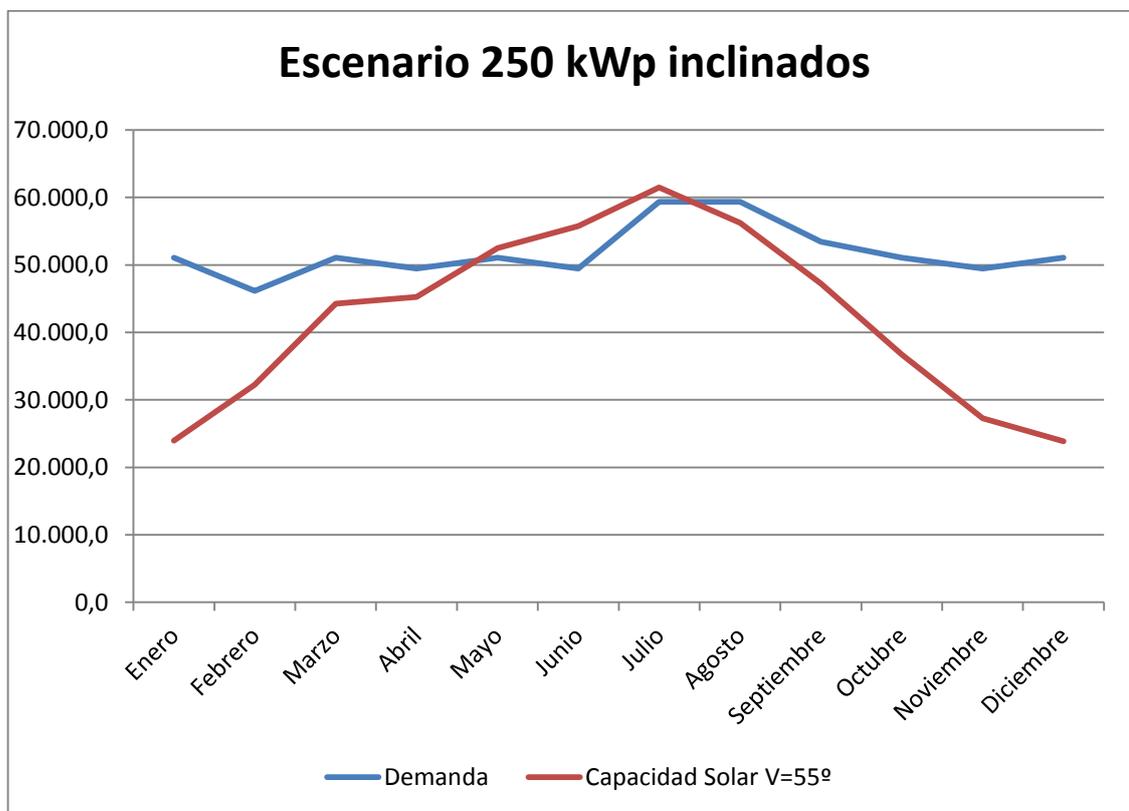


Figura 5.7. Gráfica de situación DEMANDA-ENTREGA para 250 kWp optimizados

Como podemos ver, tanto comparando los datos en gráfica como en tablas, el hecho de haber modificado este parámetro optimiza el rendimiento de la tecnología en cada mes:

Tabla 5.7. Incremento de entrega de energía optimizados

1 Kwp sin modificar	1 Kwp con V=55°	Incremento energía (%)
77,9	95,9	23,11
103	129	25,24
138	177	28,26
137	181	32,11
152	210	38,15
155	223	43,87
169	246	45,56
164	225	37,19
145	189	30,34
118	147	24,57
87,9	109	24,00
76,8	95,5	24,34

Desde un punto de vista gráfico, podemos apreciarlo también:

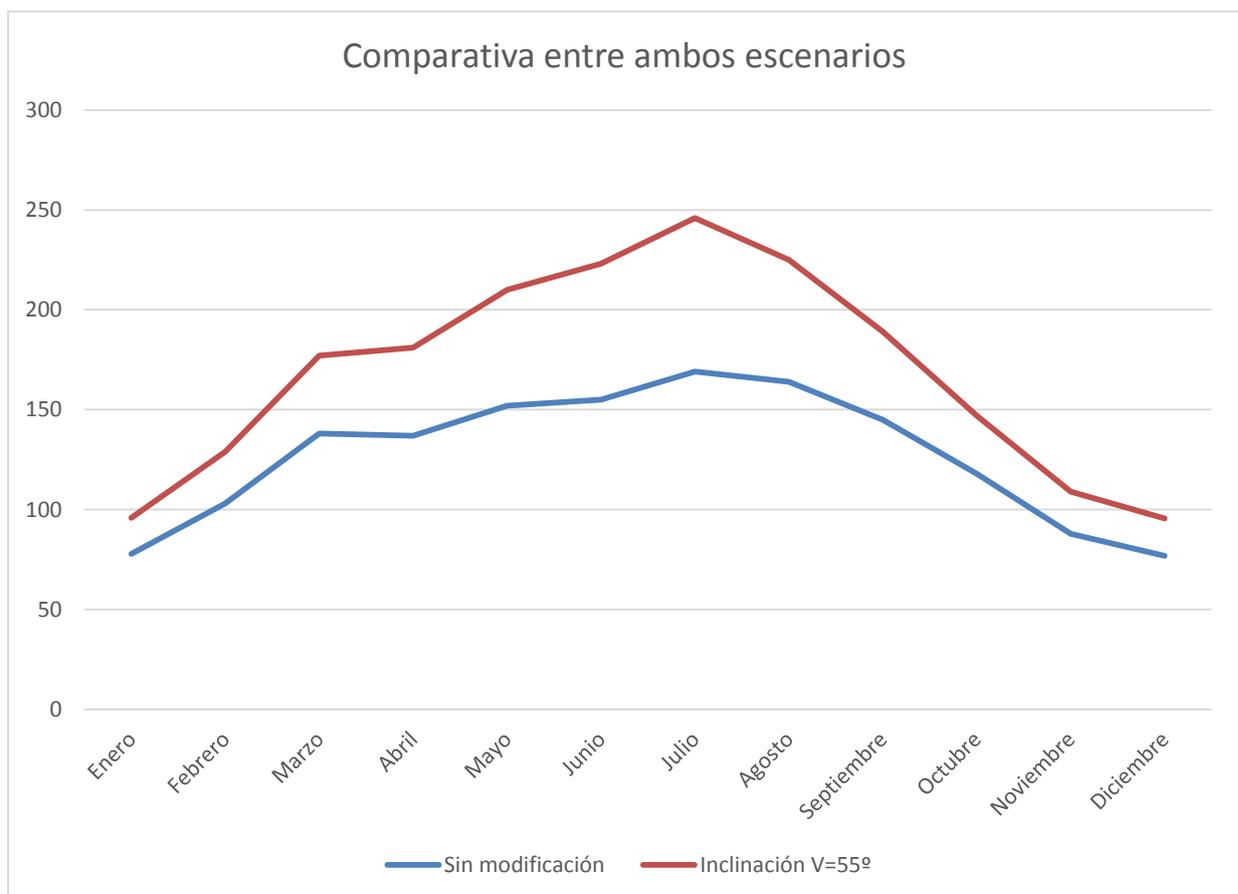


Figura 5.8. Gráfica comparativa entre entrega de energía sin inclinación y con inclinación en el eje vertical

B) Aumento de la inclinación del eje vertical

Aunque hemos conseguido aumentar el rendimiento del sistema, seguimos teniendo uno de los problemas iniciales, y empezamos a intuir el otro:

- No se consigue crear un aumento significativo de la energía entregada en los meses más problemáticos, como son Enero, Febrero, Octubre, Noviembre y Diciembre.
- Empieza a producirse un exceso de energía en aquellos meses en los que la radiación solar es muy elevada.

Podemos comprobar así que lo que para el programa es una opción de optimización, puede no estar acorde a los resultados que nosotros buscamos. Está entonces en nuestro juicio decidir que valores y resultados son apropiados para nuestro estudio y por tanto nos llevarán a una solución más óptima y rentable, tanto tecnológica como económicamente.

Modificando entonces los 55° anteriores por un valor mayor, y manteniendo el sistema de seguimiento, obtenemos una tabla tal que así:

Tabla 5.8. Energía entregada en la localidad de estudio con inclinación de $V=75^\circ$

Vertical axis tracking system inclination= 75°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.13	97.1	3.88	120
Feb	4.60	129	5.75	161
Mar	5.53	171	7.06	219
Apr	5.67	170	7.24	217
May	6.24	193	8.06	250
Jun	6.75	202	8.88	266
Jul	7.24	224	9.60	298
Aug	6.76	210	9.00	279
Sep	6.04	181	7.97	239
Oct	4.67	145	6.03	187
Nov	3.66	110	4.58	137
Dec	3.16	97.8	3.90	121

Ya en esta tabla se puede apreciar que la energía entregada en los meses que buscamos cubrir aumenta, mientras que también lo hace perceptiblemente en los meses que tenían exceso de energía.

De esta potencia pico podemos obtener, como en los casos anteriores, la energía total capaz de entregar el sistema y la demanda capaz de cubrir:

Tabla 5.9. Situación DEMANDA-ENTREGA con modificación vertical

1 Kwp V=75°	250 kWp	% cubierto	Diferencia kWh
97,1	24.275,0	47,5	-26.815,3
129,0	32.250,0	69,9	-13.906,1
171,0	42.750,0	83,7	-8.340,3
170,0	42.500,0	86,0	-6.945,6
193,0	48.250,0	94,4	-2.840,3
202,0	50.500,0	102,1	1.054,4
224,0	56.000,0	94,3	-3.358,5
210,0	52.500,0	88,4	-6.858,5
181,0	45.250,0	84,7	-8.197,7
145,0	36.250,0	71,0	-14.840,3
110,0	27.500,0	55,6	-21.945,6
97,8	24.450,0	47,9	-26.640,3

Gráficamente, podemos apreciar esta modificación de energía entregada:

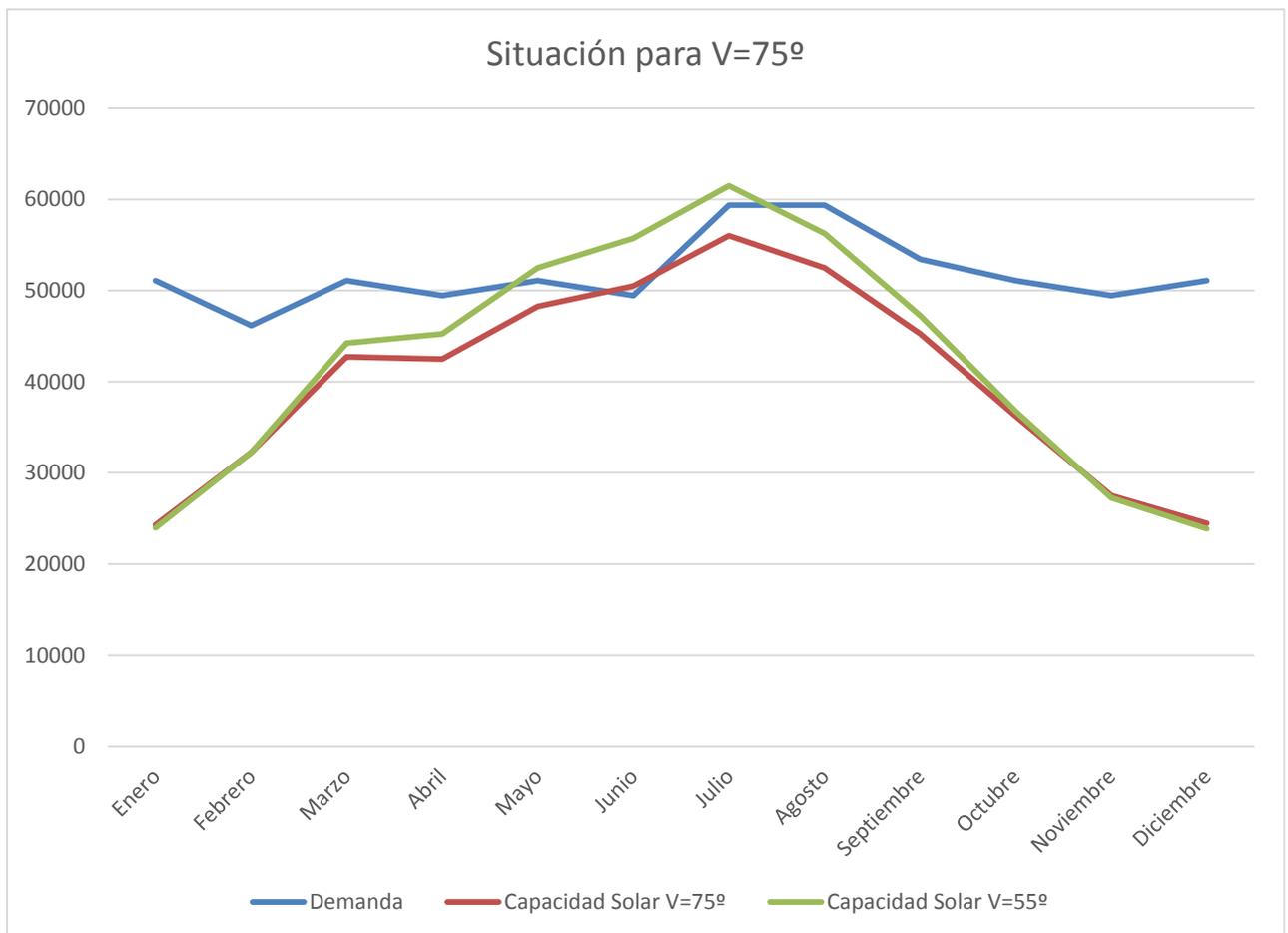


Figura 5.9. Gráfica comparativa entre entrega de energía sin inclinación y con inclinación vertical de 75°

Donde comprobamos que se produce una reducción de capacidad de entrega de energía en los meses de mayor radiación solar y un leve aumento en los meses de mayor conflictividad. Numéricamente, podemos ver estos valores en la siguiente tabla:

Tabla 5.10. Tabla comparativa entre el escenario de $V=55^\circ$ y $V=75^\circ$

	1kWp		250 kWp	
	V=55	V=75°	V=55	V=75°
Enero	95,9	97,1	24.275	23.975
Febrero	129	129	32.250	32.250
Marzo	177	171	42.750	44.250
Abril	181	170	42.500	45.250
Mayo	210	193	48.250	52.500
Junio	223	202	50.500	55.750
Julio	246	224	56.000	61.500
Agosto	225	210	52.500	56.250
Septiembre	189	181	45.250	47.250
Octubre	147	145	36.250	36.750
Noviembre	109	110	27.500	27.250
Diciembre	95,5	97,8	24.450	23.875

Aunque puede parecer contradictorio a nuestro objetivo buscado, esta opción puede ser una solución al problema del excedente de energía, aunque estaríamos perdiendo rendimiento en la tecnología fotovoltaica para conseguirlo.

C) Modificación del eje horizontal

Visto que modificando el eje vertical hemos obtenido un rendimiento superior, vamos a estudiar cómo actuará el sistema ante una modificación en el eje horizontal.

Esto lo realizaremos en la herramienta PVGIS, contemplando la optimización directamente, y en función de los resultados que obtengamos, valoraremos, como en el apartado anterior, estudiar un valor diferente a esta optimización.

Hemos de tener en cuenta que en este apartado partiremos de nuevo de los datos iniciales del apartado 5.1.1. Estudio fotovoltaico sin precargar ningún parámetro, para comprobar de manera aislada la variación de capacidad de entrega.

En apartados posteriores comprobaremos el efecto combinado de modificar ambas inclinaciones.

Los resultados de la página se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.11. Tabla comparativa entre el escenario de $V=55^\circ$ y $V=75^\circ$

Inclined axis tracking system optimal inclination= 39°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.01	93.3	3.70	115
Feb	4.58	128	5.72	160
Mar	5.78	179	7.46	231
Apr	6.13	184	7.96	239
May	6.82	211	8.96	278
Jun	7.40	222	9.90	297
Jul	7.97	247	10.80	333
Aug	7.39	229	10.00	310
Sep	6.42	193	8.56	257
Oct	4.76	147	6.15	191
Nov	3.54	106	4.40	132
Dec	2.97	92.1	3.63	113

Podemos apreciar que tenemos, como en el caso anterior, un aumento considerable del rendimiento para los 39° sugeridos desde la aplicación. A nivel de estudio para los 250 kWp sugeridos inicialmente, tenemos:

Tabla 5.12. Situación DEMANDA-ENTREGA con modificación eje horizontal

	1 kWp $I=39^\circ$	250 kWp	% cubierto	Diferencia kWh
Enero	93,3	23.325,0	45,7	-27.765,3
Febrero	128	32.000,0	69,3	-14.156,1
Marzo	179	44.750,0	87,6	-6.340,3
Abril	184	46.000,0	93,0	-3.445,6
Mayo	211	52.750,0	103,2	1.659,7
Junio	222	55.500,0	112,2	6.054,4
Julio	247	61.750,0	104,0	2.391,5
Agosto	229	57.250,0	96,4	-2.108,5
Septiembre	193	48.250,0	90,3	-5.197,7
Octubre	147	36.750,0	71,9	-14.340,3
Noviembre	106	26.500,0	53,6	-22.945,6
Diciembre	92,1	23.025,0	45,1	-28.065,3

Como se realizó en apartados anteriores, podemos realizar una tabla comparativa entre los datos de partida y los obtenidos en este apartado, así como una gráfica que permita apreciar de manera visual las diferencias entre ambos aspectos. A continuación se muestran ambas:

Tabla 5.13. Tabla comparativa entre el escenario inicial y con $I=45^\circ$

	1 KwP		250 kWp	
	$I=0^\circ$	$I=39^\circ$	$I=0^\circ$	$I=39^\circ$
Enero	77,9	93,3	19475	23325
Febrero	103	128	25750	32000
Marzo	138	179	34500	44750
Abril	137	184	34250	46000
Mayo	152	211	38000	52750
Junio	155	222	38750	55500
Julio	169	247	42250	61750
Agosto	164	229	41000	57250
Septiembre	145	193	36250	48250
Octubre	118	147	29500	36750
Noviembre	87,9	106	21975	26500
Diciembre	76,8	92,1	19200	23025

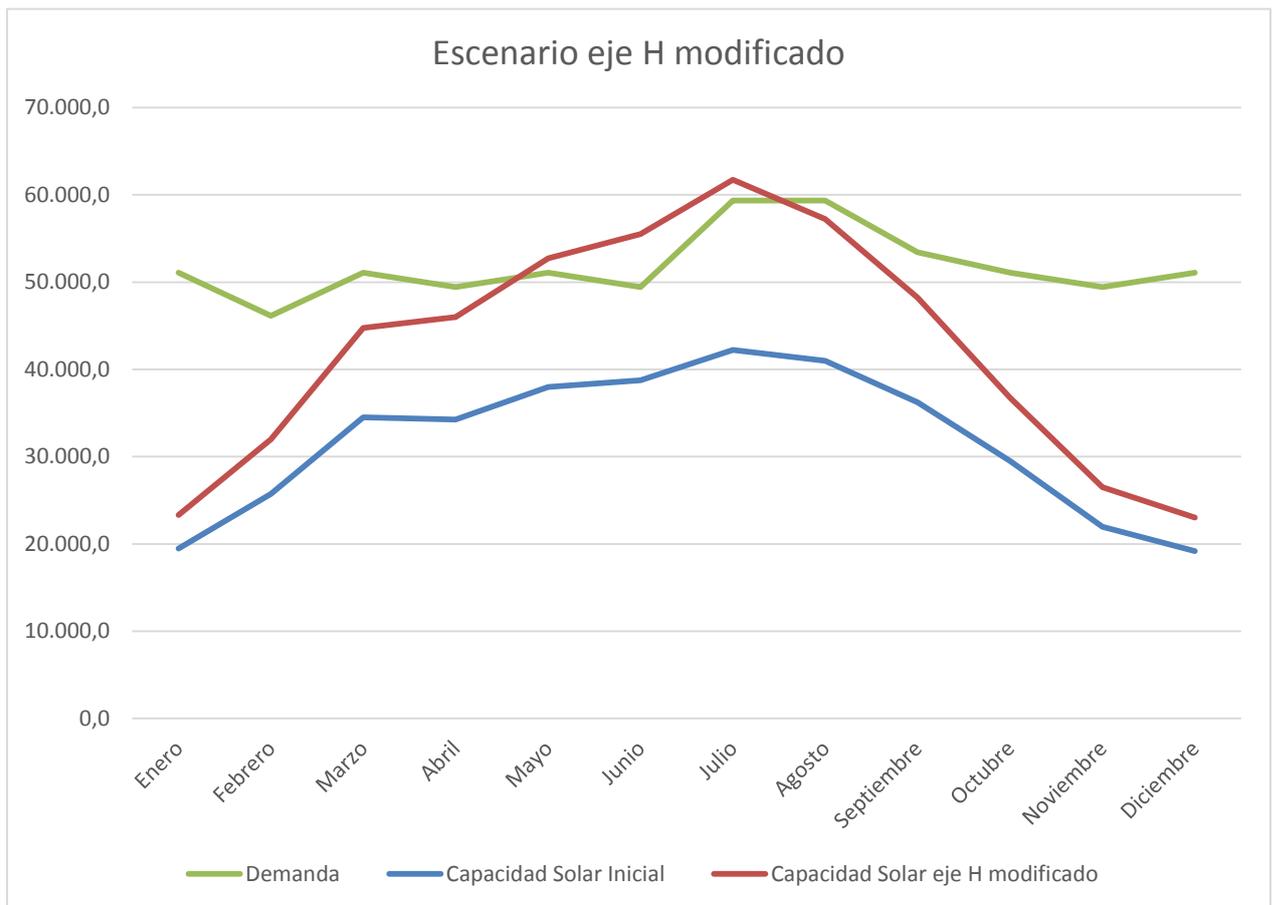


Figura 5.10. Gráfica comparativa entre entrega de energía sin inclinación y con inclinación horizontal de 75°

D) Aumento de la inclinación del eje horizontal

Tal como ocurría en el apartado B), observamos que los datos que el programa nos ofrece como optimizados puede que no sean los más acordes respecto a los resultados buscados desde nuestro estudio, por tanto, vamos a comprobar empíricamente si una variación en los mismos se aproxima más o menos a los datos deseados.

Por tanto, desde el punto desde nos encontramos, buscaremos una solución intuyendo desde un punto lógico que cuanto más hacia el equinoccio de invierno nos encontramos, más horizontalmente incide la radiación solar sobre la superficie de las placas, por tanto, para aprovechar al máximo estos meses, más verticales debemos colocar estas, esto es, más debemos modificar el parámetro en cuestión.

Lo que pretendemos, a fin de cuentas, es conseguir “aplanar” la curva de energía entregada, para intentar disminuir las variaciones entre las diferentes estaciones del año, siendo así más fácil trabajar para compensar las carencias y excesos de la misma.

Como valor superior al anterior dado por el programa como óptimo tomaremos $I=65^\circ$, donde obtendremos la siguiente tabla de valores:

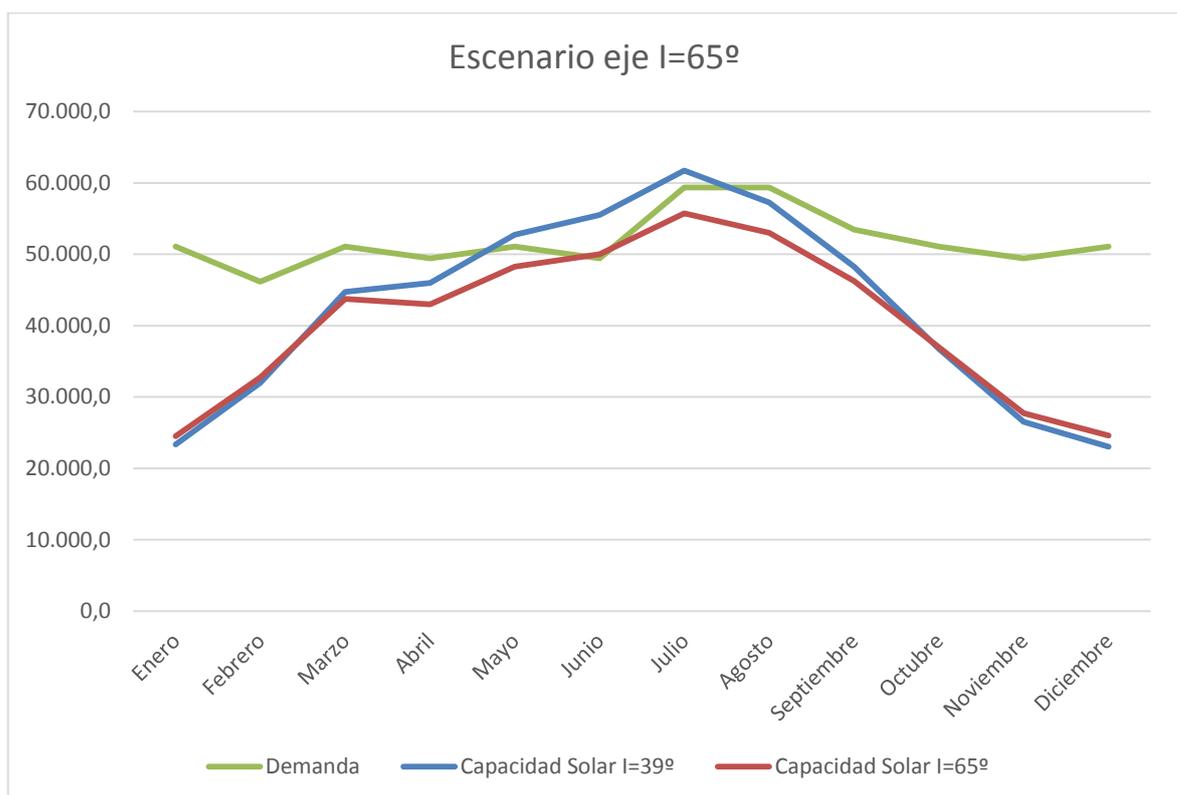
Tabla 5.14. Energía entregada en la localidad de estudio con inclinación de $I=65^\circ$

Inclined axis tracking system inclination= 65°				
Month	E_d	1 kWp	H_d	H_m
Jan	3.16	98.1	3.93	122
Feb	4.67	131	5.85	164
Mar	5.63	175	7.23	224
Apr	5.74	172	7.36	221
May	6.23	193	8.04	249
Jun	6.66	200	8.76	263
Jul	7.20	223	9.55	296
Aug	6.83	212	9.12	283
Sep	6.17	185	8.16	245
Oct	4.76	148	6.16	191
Nov	3.71	111	4.64	139
Dec	3.18	98.4	3.93	122

Lo cual, reproduciendo el conjunto de operaciones realizado en apartados anteriores para el cálculo mensual, nos deja un escenario tal que así:

Tabla 5.15. Situación DEMANDA-ENTREGA con modificación horizontal $I=65^\circ$

	1 Kwp $I=65^\circ$	250,0 kWp	% cubierto	Diferencia kWh
Enero	98,1	24.525,0	48,0	-26.565,3
Febrero	131	32.750,0	71,0	-13.406,1
Marzo	175	43.750,0	85,6	-7.340,3
Abril	172	43.000,0	87,0	-6.445,6
Mayo	193	48.250,0	94,4	-2.840,3
Junio	200	50.000,0	101,1	554,4
Julio	223	55.750,0	93,9	-3.608,5
Agosto	212	53.000,0	89,3	-6.358,5
Septiembre	185	46.250,0	86,5	-7.197,7
Octubre	148	37.000,0	72,4	-14.090,3
Noviembre	111	27.750,0	56,1	-21.695,6
Diciembre	98,4	24.600,0	48,2	-26.490,3

Figura 5.11. Gráfica comparativa entre entrega de energía con $i=39^\circ$ y con $i=75^\circ$

Como podemos observar, tenemos el efecto buscado: conseguir reducir el exceso de energía en los meses de verano y producir un aumento en los meses de invierno. Sin embargo, aunque es un logro en este apartado, en el fin mayor sigue siendo una mejora que aún nos deja lejos del objetivo final.

E) Sistema de seguimiento integrado en ambos ejes

Como último paso de este proceso, puesto que los resultados nos muestran haber alcanzado un techo virtual, el cual, con la tecnología planteada y las condiciones de la localidad, no vamos a rebasar, por tanto, se plantea una combinación de ambas modificaciones, tanto en el eje vertical como en el eje horizontal:

Tabla 5.16. Energía entregada en la localidad de estudio con seguimiento en ambos ejes

2-axis tracking system				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.16	98.1	3.93	122
Feb	4.70	132	5.89	165
Mar	5.79	179	7.47	232
Apr	6.17	185	8.02	241
May	7.03	218	9.28	288
Jun	7.77	233	10.50	314
Jul	8.29	257	11.20	349
Aug	7.49	232	10.20	315
Sep	6.42	193	8.57	257
Oct	4.82	149	6.25	194
Nov	3.71	111	4.64	139
Dec	3.18	98.5	3.93	122

Lo cual nos brinda la siguiente situación de DEMANDA- ENTREGA de energía:

Tabla 5.17. Situación DEMANDA-ENTREGA con seguimiento en ambos ejes

	1 Kwp V=45° I=45°	250 kWp	% cubierto	Diferencia kWh
Enero	98,1	24.525,0	48,0	-26.565,3
Febrero	132,0	33.000,0	71,5	-13.156,1
Marzo	179,0	44.750,0	87,6	-6.340,3
Abril	185,0	46.250,0	93,5	-3.195,6
Mayo	218,0	54.500,0	106,7	3.409,7
Junio	233,0	58.250,0	117,8	8.804,4
Julio	257,0	64.250,0	108,2	4.891,5
Agosto	232,0	58.000,0	97,7	-1.358,5
Septiembre	193,0	48.250,0	90,3	-5.197,7
Octubre	149,0	37.250,0	72,9	-13.840,3
Noviembre	111,0	27.750,0	56,1	-21.695,6
Diciembre	98,5	24.625,0	48,2	-26.465,3

Cuya representación gráfica es la siguiente:

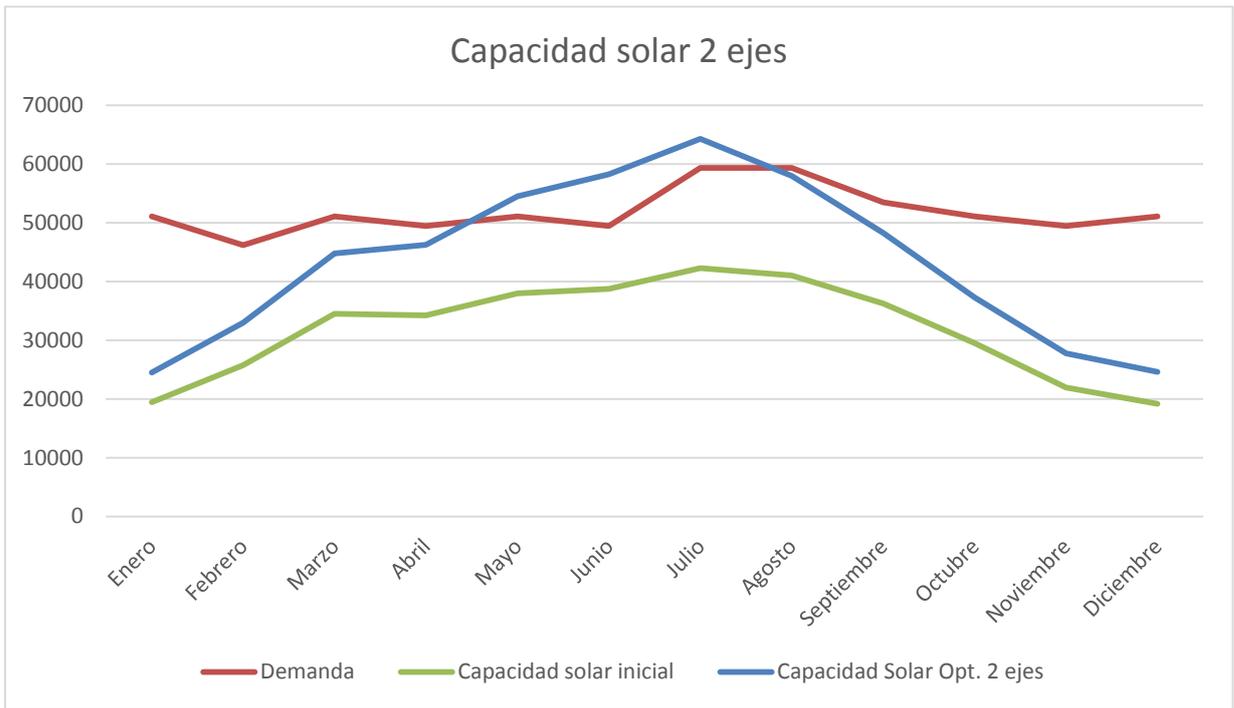


Figura 5.12. Gráfica comparativa entre entrega de energía sin optimización y con sistema de seguimiento en ambos ejes

Como podemos observar, la optimización del sistema nos produce un aumento de energía entregada, que numéricamente lo veremos en la siguiente tabla:

Tabla 5.18. Comparativa entre el escenario inicial y el escenario actual

	Sin inclinación	2 ejes	Diferencia
Enero	19.475	23.850	-4.375
Febrero	25.750	32.500	-6.750
Marzo	34.500	45.000	-10.500
Abril	34.250	45.500	-11.250
Mayo	38.000	52.000	-14.000
Junio	38.750	54.500	-15.750
Julio	42.250	60.750	-18.500
Agosto	41.000	56.750	-15.750
Septiembre	36.250	48.000	-11.750
Octubre	29.500	37.250	-7.750
Noviembre	21.975	27.250	-5.275
Diciembre	19.200	23.650	-4.450

F) Conclusiones a este apartado

Ante los datos obtenidos en los sub-apartados anteriores, podemos sacar las siguientes conclusiones:

- La diferencia de energía entregada entre el escenario inicial, sin sistema de seguimiento, frente al último escenario analizado, con seguimiento en ambos ejes, nos hace valorar la disposición de este último, aún con los problemas que este conlleva.
- El hecho de ganar más energía con el sistema de seguimiento nos implica, en principio, alcanzar momentos del año en los que tengamos un exceso, y por tanto, pérdidas de energía.

Aún con esta posible consecuencia, pasamos a considerar como el escenario *f)* *Sistema de seguimiento con dos ejes* como la referencia para siguientes apartados, puesto que en los momentos en los que tengamos pérdidas, podemos contemplar la reducción de kWp fotovoltaicos instalados, o aprovechar esta energía para otros usos dentro de la localidad, o con algún sistema de almacenamiento para la misma.

Gráficamente, la situación de DEMANDA-ENTREGA queda tal que así:

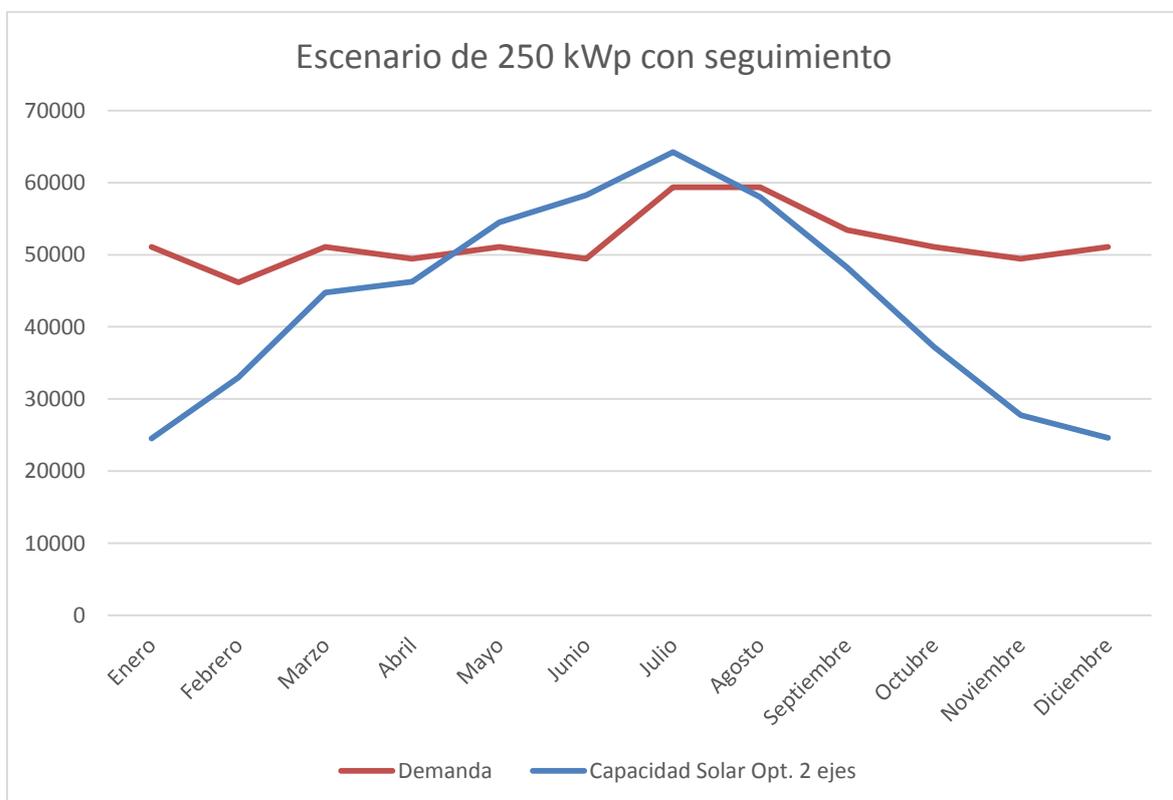


Figura 5.13. Gráfica para el escenario con 250 kWp y seguimiento en los 2 ejes

5.2. Estudio hidráulico

Una vez alcanzado un punto de partida en el ámbito fotovoltaico, buscaremos cubrir las necesidades energéticas de la localidad que no es capaz de cubrir esta tecnología solar.

Para ello, el aprovechamiento de la corriente del río Eria, así como el salto de agua que se inducirá en la central, nos resultará una entrega de energía, que, combinada con la energía entregada por las placas fotovoltaicas, deberá ser capaz de aumentar el porcentaje de demanda cubierto.

Este estudio quedará dividido en partes, donde en cada una de ellas quedará explicado cómo se ha desarrollado el análisis de cada una de ellas:

5.2.1. Obtención del caudal medio mensual del río Eria

Para comenzar el estudio hidráulico, debemos conocer en primera instancia la cantidad de agua de la que vamos a disponer para turbinar. Con este fin, deberíamos disponer de una estación de aforo que nos haya realizado una serie de mediciones de los caudales mensuales; huelga decir que cuantas más mediciones anuales tengamos, más preciso será el cálculo de la energía que podemos extraer de dichos caudales.

Por desgracia, en la localidad de estudio no existe una estación de aforo que nos dé dichos datos, pero si existe una en el mismo río, 20 km río abajo, en el pueblo de Morales del Rey, ya en la provincia de Zamora, por tanto, vamos a considerar los datos de esta estación de aforo como los referentes para el estudio en San Esteban de Nogales.

Para obtener estos caudales, a través de la página de Conferencia Hidrográfica del Duero, obtenemos un Anuario de Aforos en el que, entre otros, aparece la estación que buscamos. Este Anuario nos refleja los caudales medios, máximos y mínimos mensuales para el año hidrológico 2010-2011, así como los niveles de agua en metros de altura.

En el Anexo B. TABLA OBTENIDA DEL ANUARIO DE AFOROS DE CONFERENCIA HIDROGRÁFICA DEL DUERO se muestran los datos utilizados para el desarrollo de este apartado.

Una vez identificados estos datos, elaboramos una herramienta Excel para la organización y cálculo posterior basándonos en estos datos:

Tabla 5.19. Caudales medios mensuales para el río Eria

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Caudal Mensual	15,3	13,4	10,6	9,8	6,48	2,55	0,264	0	0,003	1,02	4,35	11,5

Como podemos apreciar, en los meses de verano llegamos incluso a tener $0 \text{ m}^3/\text{s}$, esto se debe a que se desvía esta agua hacia las acequias y canalizaciones destinadas al riego. En adelante veremos cómo solventar este problema.

5.2.2. Localización y características generales de la mini-central

Una vez definida la base del estudio, el siguiente paso es concretar la geometría de la instalación generadora. Las características del río, así como sus márgenes y la morfología del terreno imposibilitan la construcción de una gran obra civil en forma de embalse, donde retener el agua y turbinar la misma con relativa independencia del caudal circulante por el río.

Sin embargo, cada verano se construye tres pequeños azudes para la retención de un mínimo de agua, que posibilite la vida de las especies animales y vegetales presentes en el río. Por tanto, simulando estas pequeñas construcciones, podemos definir una central con caudal fluyente o circulante, derivando una pequeña parte del río y así colaborando con los proyectos que buscan evitar que se seque el río cada año.

Por tanto, en una vista aérea, tendríamos una situación similar a la planteada en la siguiente imagen, donde el rectángulo gris simula la central y las líneas negras simbolizan los muros y azudes a construir, creando una corriente natural y otra forzada, que aprovecha el desnivel de esta zona del río para constituir el salto hidráulico aprovechable:



Figura 5.14. Vista aérea del río Eria con sencilla recreación del proyecto

5.2.3. Descripción del salto hidráulico aprovechable

Una vez definida de manera general la geometría de la central, vamos a obtener la potencia nominal que tendría la turbina instalada en la misma, y a partir de esta,, la energía que es capaz de suministrar mensualmente.

De manera general, la potencia de una turbina se puede obtener a partir de la fórmula:

$$P = g * H * Q * \eta$$

Donde:

- **g**: es la gravedad terrestre, esto es, 9,81 m/s².
- **H**: corresponde con la altura, en metros, del salto de agua a estudiar. Consideramos dos metros de desnivel existente.
- **Q**: es el caudal medio que va a circular por la turbina en proyección. Obtenido en el Anuario de Aforos recogido en el Anexo B.
- **η** : es el rendimiento asociado a la máquina eléctrica. Se toma un 85% como valor intermedio.

Por tanto, conociendo todos estos datos, obtenemos que **la potencia eléctrica de la turbina instalada sería 89,39 kW:**

Tabla 5.20. Obtención de la potencia instalada en la central

Salto hidraulico (m)	2
Rendimiento	0,85
Caudal MEDIO (m ³ /s)	5,36
Potencia NOMINAL(kW)	89,39

Esta es la potencia que tendría la turbina instalada en la central proyectada, la cual no se va a determinar su tipo, ni poner una muestra de catálogo, ya que no es el objetivo del proyecto de estudio en cuestión.

Sin embargo, los datos que necesitamos para obtener la energía que podemos obtener del aprovechamiento hidráulico varían con cada mes, por tanto, hemos de repetir para cada mes el cálculo anterior, utilizando los datos de la Tabla 5.19. Caudales medios mensuales para el río Eria:

Tabla 5.21. Energía obtenida mensualmente con la mini-central hidráulica

	Caudal Mensual (m ³ /s)	Horas/mes	kWh/mes
Enero	15,3	744	19.351,4
Febrero	13,4	672	15.308,2
Marzo	10,6	744	13.406,9
Abril	9,8	720	11.995,2
Mayo	6,48	744	8.195,9
Junio	2,55	720	3.121,2
Julio	0,264	744	333,9
Agosto	0	744	0,0
Septiembre	0,003	720	3,7
Octubre	1,02	744	1.290,1
Noviembre	4,35	720	5.324,4
Diciembre	11,5	744	14.545,2

Esta energía entregada queda representada en la siguiente gráfica:

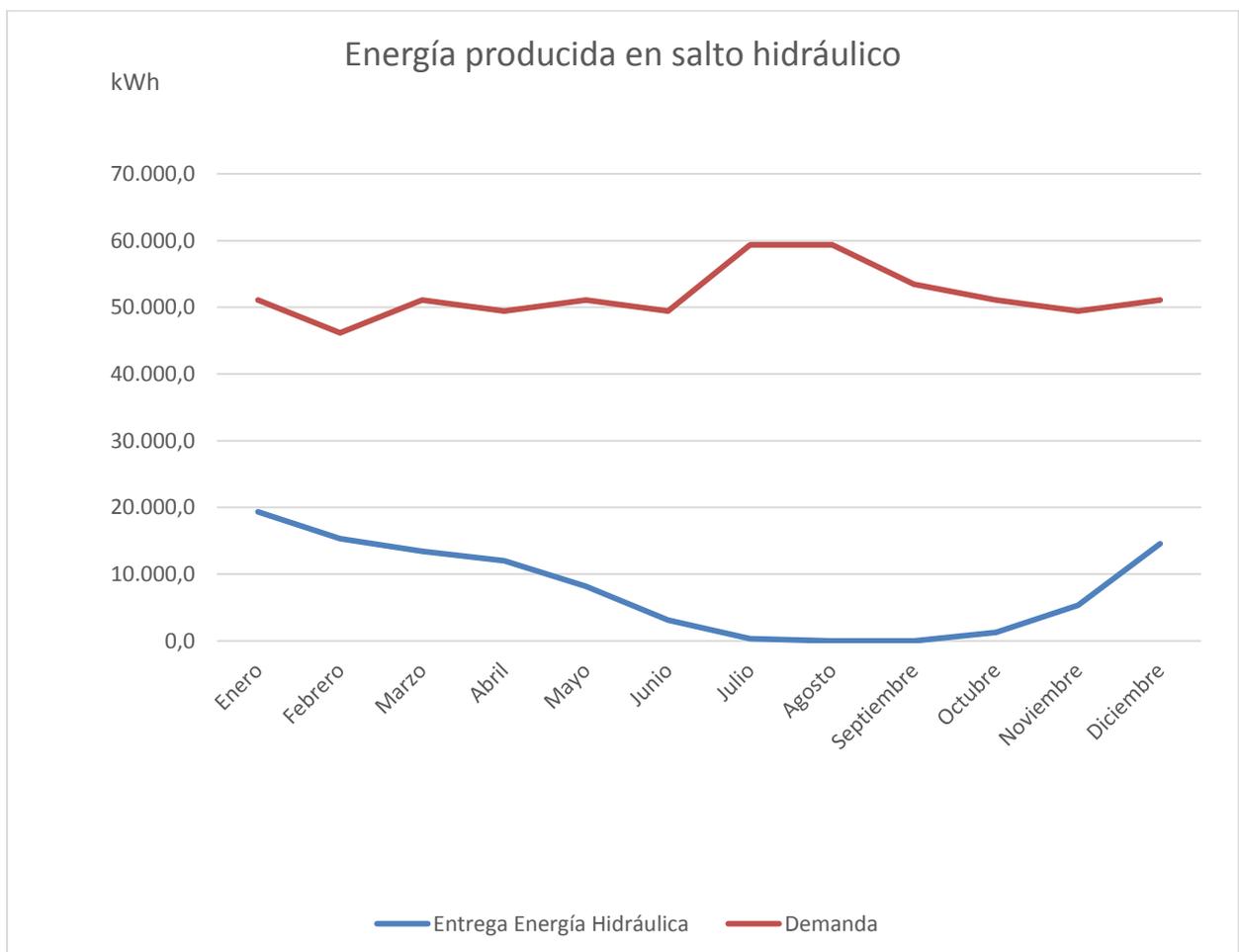


Figura 5.15. Gráfica representativa de la energía hidráulica entregada mensualmente

5.2.4. Conclusiones al estudio hidráulico

Como se puede observar a simple vista, el aporte de energía obtenido en el salto hidráulico es con creces insuficiente como para poder cubrir las demandas energéticas de la localidad.

Sin embargo, esta tecnología nos permite, combinada con el aporte de energía fotovoltaico, cubrir un porcentaje más de la demanda; además de abrirnos otras vías de aporte de energía asociadas con el propio aporte de agua del río.

En apartados posteriores comprobaremos cómo aunque este pequeño aporte pueda parecer insignificante, puede darnos mucho más de lo esperado.

5.3. Combinación de energía fotovoltaica y aporte hidráulico

Hemos comprobado en apartados anteriores como, por separado, las alternativas propuestas no eran capaces de solventar la demanda energética del pueblo de estudio.

En este apartado estudiaremos la combinación de ambas fuentes para intentar cubrir el mayor % de energía posible.

Tabla 5.22. Tabla resumen de la combinación de ambos sistemas de aporte de energía

	DEMANDA	kWh Solar	kWh Hid	Aporte Total	DIFERENCIA
Enero	51.090,3	24.525	19.351,4	43.876,4	-7.213,9
Febrero	46.156,1	33.000	15.308,2	48.308,2	2.152,1
Marzo	51.090,3	44.750	13.406,9	58.156,9	7.066,6
Abril	49.445,6	46.250	11.995,2	58.245,2	8.799,6
Mayo	51.090,3	54.500	8.195,9	62.695,9	11.605,6
Junio	49.445,6	58.250	3.121,2	61.371,2	11.925,6
Julio	59.358,5	64.250	333,9	64.583,9	5.225,4
Agosto	59.358,5	58.000	0,0	58.000,0	-1.358,5
Septiembre	53.447,7	48.250	3,7	48.253,7	-5.194,0
Octubre	51.090,3	37.250	1.290,1	38.540,1	-12.550,2
Noviembre	49.445,6	27.750	5.324,4	33.074,4	-16.371,2
Diciembre	51.090,3	24.625	14.545,2	39.170,2	-11.920,1

Podemos obtener de esta tabla la conclusión de tener, si bien paliados, los mismos problemas que teníamos por delante al comenzar el estudio: en periodo con amplia radiación solar tenemos un exceso de energía y cuando decae esta, sufrir defecto de suministro. Gráficamente podemos apreciarlo en la siguiente imagen:

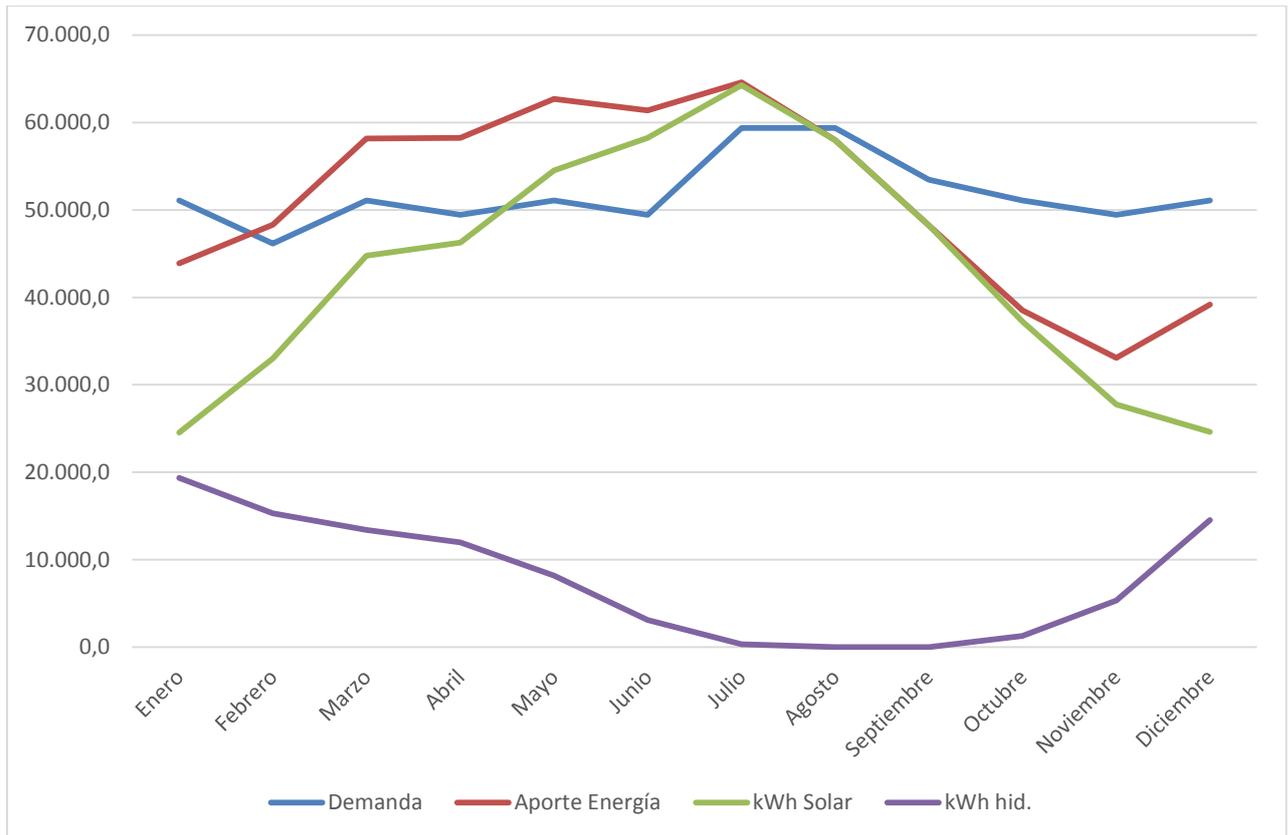


Figura 5.16. Situación DEMANDA-ENTREGA con la combinación de ambos sistemas

Vemos por tanto como si bien durante buena parte del año tenemos la demanda cubierta, durante el otoño y el invierno tenemos un déficit muy considerable de energía.

Ahora bien, el hecho de tener un exceso de energía durante varios meses nos permite pensar en una solución de acumulación de la misma. Este será el último paso a determinar, pudiendo además obtener diferentes configuraciones reduciendo el número de tecnologías utilizado.

5.4. Estudio del potencial eólico

Para concluir el estudio de fuentes de EERR, se plantea un pequeño análisis del potencial eólico, que si bien está desarrollado sin la utilización de grandes programas de análisis eólico como puede ser el WasP, nos deja una idea bien clara de lo que podemos esperar a partir de esta energía.

Aplicando el mismo método que hemos utilizado en los apartados anteriores, partiremos de la herramienta seleccionada, y a partir de la misma estudiaremos, para el punto concreto, diferentes situaciones que nos permitan alcanzar la mayor independencia energética posible.

5.4.1. Cálculo de la energía eólica disponible

Para este apartado, utilizaremos la herramienta proporcionada por el Instituto para el Desarrollo y Ahorro de la Energía, el Atlas Eólico disponible en la página web del mismo nombre [29], donde encontraremos el recurso elegido.

Una vez en el mismo, seleccionamos la localidad requerida, de manera similar a como se realizó con la herramienta PVGIS en el apartado 5.1. Estudio del potencial fotovoltaico, y dentro de dicha pantalla de navegación por imagen por satélite, disponemos de una serie de estaciones de medida virtuales donde seleccionar la más conveniente. Por suerte, en la sierra donde planteábamos la colocación de un aerogenerador existe uno de estos puntos:

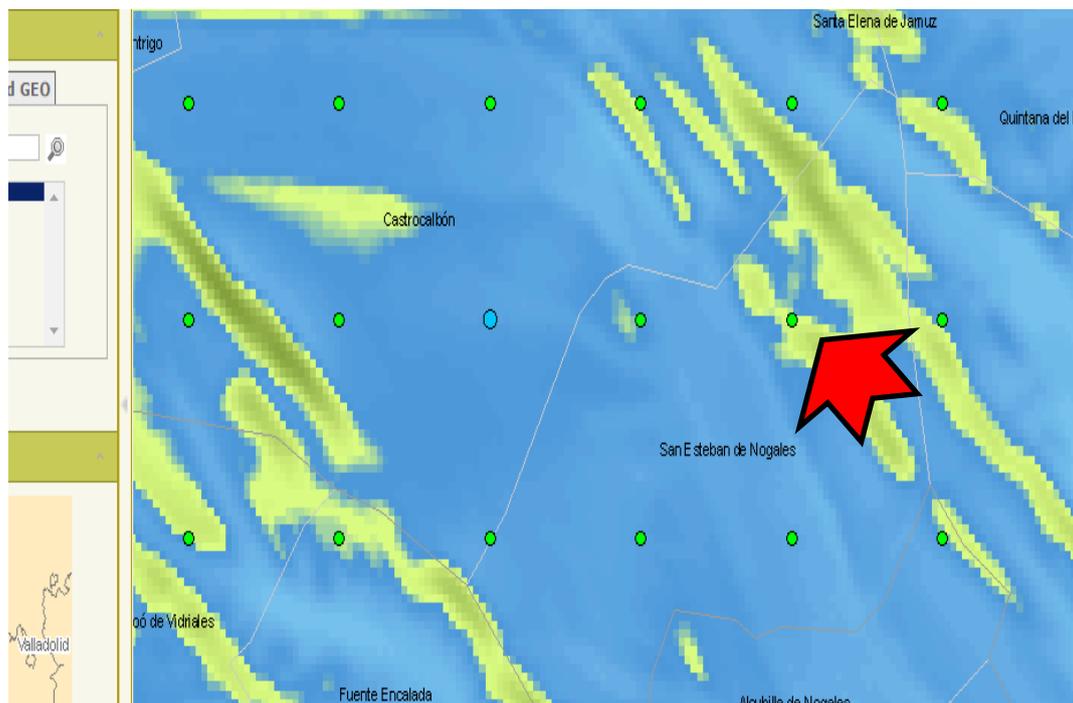


Figura 5.17. Detalle del Atlas Eólico del IDAE con el punto de estudio remarcado

Una vez definido este punto, obtendremos una pantalla de navegación donde nos pide que introduzcamos una serie de potencias en función de la velocidad del aire, en m/s. Estos datos los obtendremos de la curva de potencia del aerogenerador de estudio.

5.4.1.1. Aerogenerador de 100 kW

Como en apartados anteriores, contemplaremos varias posibilidades, observando resultados y determinando cual se adapta mejor a nuestras expectativas.

En este apartado, comenzaremos estudiando un aerogenerador de 100 kW de potencia nominal, y a partir de los datos obtenidos, observaremos el comportamiento junto a las tecnologías dispuestas anteriormente.

En primer lugar, debemos obtener la curva de potencia de esta máquina, obtenida a partir de las características que nos facilita el vendedor. En este caso, el aerogenerador elegido es

de la compañía Argolabe Ingeniería S.L, empresa española afincada en Vitoria [30]. La curva de potencia suministrada tiene la siguiente configuración:

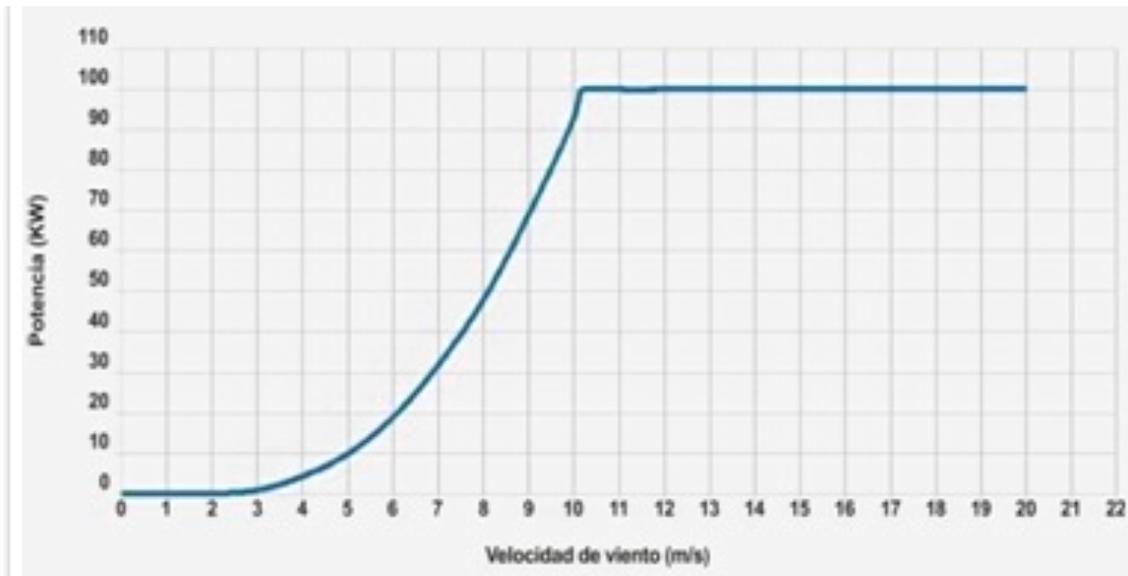


Figura 5.18. Curva de potencia para el aerogenerador de 100 kW

Con estos datos, introducimos en la pestaña correspondiente cada uno de ellos y obtenemos una pantalla de datos similar a esta:

Cálculo horas equivalentes

Coordenadas UTM(m): 258443,4673168
 Elevación (m): 829
 Rugosidad (m): 0.2 | Weibull C (m/s): 5.85 | Weibull K (m/s): 1.728

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	<input type="text" value="0"/>	11	<input type="text" value="100"/>	21	<input type="text" value="0"/>
2	<input type="text" value="0"/>	12	<input type="text" value="100"/>	22	<input type="text" value="0"/>
3	<input type="text" value="0.2"/>	13	<input type="text" value="100"/>	23	<input type="text" value="0"/>
4	<input type="text" value="5"/>	14	<input type="text" value="100"/>	24	<input type="text" value="0"/>
5	<input type="text" value="10"/>	15	<input type="text" value="100"/>	25	<input type="text" value="0"/>
6	<input type="text" value="20"/>	16	<input type="text" value="100"/>	26	<input type="text" value="0"/>
7	<input type="text" value="30"/>	17	<input type="text" value="100"/>	27	<input type="text" value="0"/>
8	<input type="text" value="50"/>	18	<input type="text" value="100"/>	28	<input type="text" value="0"/>
9	<input type="text" value="70"/>	19	<input type="text" value="100"/>	29	<input type="text" value="0"/>
10	<input type="text" value="100"/>	20	<input type="text" value="100"/>	30	<input type="text" value="0"/>

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

Figura 5.19. Detalle del Atlas eólico con la curva de potencia de 100 kW

Por tanto, tenemos que la energía producida con una aerogenerador de 100 kW en la localidad nos aporta anualmente 174,97 MWh al **año**. Esto difiere de la metodología de cálculo

empleada hasta ahora, donde analizábamos mensualmente la energía; sin embargo, debido a que la energía eólica no es como la radiación solar o corriente hidráulica, contabilizables a partir de mediciones y recogida de datos, adaptaremos mensualmente este dato, teniendo en cuenta un factor de corrección de un 85%, intentando aproximar que no se adaptará el resultado dado en la página con que exista viento en todo momento:

$$MWh \text{ anual} = 174,97 \frac{MWh}{\text{año}} \cdot \frac{1000 \text{ kWh}}{1 MWh} \cdot \frac{1 \text{ año}}{12 \text{ meses}} \cdot 0,85 = 12.394,01 \text{ kWh/mes}$$

Aplicando esto a la última situación de estudio, con 250 kWp instalados de fotovoltaica y el aporte de la turbina hidráulica, tenemos la siguiente tabla:

Tabla 5.23. Escenario DEMANDA-ENTREGA con combinación de EERR y 100 kW instalados de eólica

		1 Kwp V=45° I=45°	kWh Solar 250 kWp	kWh hid.	kWh eólico	Aporte Total	DIFERENCIA
Enero	51.090,3	98,1	24.525	19.351,4	12.394,01	56.270,5	5.180,1
Febrero	46.156,1	132	33.000	15.308,2	12.394,01	60.702,2	14.546,1
Marzo	51.090,3	179	44.750	13.406,9	12.394,01	70.550,9	19.460,6
Abril	49.445,6	185	46.250	11.995,2	12.394,01	70.639,2	21.193,6
Mayo	51.090,3	218	54.500	8.195,9	12.394,01	75.089,9	23.999,6
Junio	49.445,6	233	58.250	3.121,2	12.394,01	73.765,2	24.319,6
Julio	59.358,5	257	64.250	333,9	12.394,01	76.977,9	17.619,4
Agosto	59.358,5	232	58.000	0,0	12.394,01	70.394,0	11.035,5
Septiembre	53.447,7	193	48.250	3,7	12.394,01	60.647,7	7.200,0
Octubre	51.090,3	149	37.250	1.290,1	12.394,01	50.934,1	-156,2
Noviembre	49.445,6	111	27.750	5.324,4	12.394,01	45.468,4	-3.977,2
Diciembre	51.090,3	98,5	24.625	14.545,2	12.394,01	51.564,2	473,9

Este es el primer apartado donde vemos cómo podemos, salvo en dos meses, reducir el único parámetro modificable, que es el número de kWp solares instalados.

Sin embargo, estudiaremos lo que sucede utilizando otro aerogenerador, antes de modificar cualquier parámetro inicial. Para terminar este apartado, se muestra una representación gráfica de la situación actual de DEMANDA-ENTREGA:

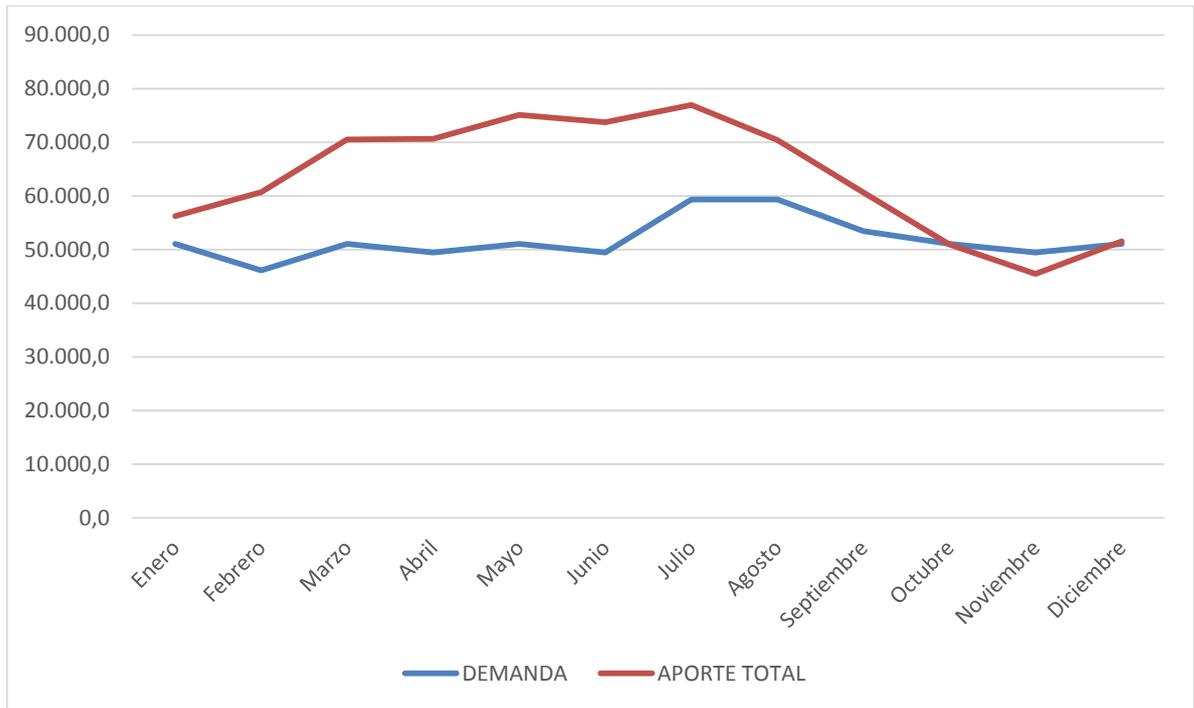


Figura 5.20. Situación DEMANDA-ENTREGA con 3 EERR y 100 kW de eólica

5.4.1.2. Aerogenerador de 335 kW

Al igual que en el apartado anterior, a partir de la curva de potencia del aerogenerador elegido, en este caso el modelo e33 de 330 kW de Energon, empresa con sede central en Alemania [31]. La curva de potencia de este aerogenerador es la siguiente:

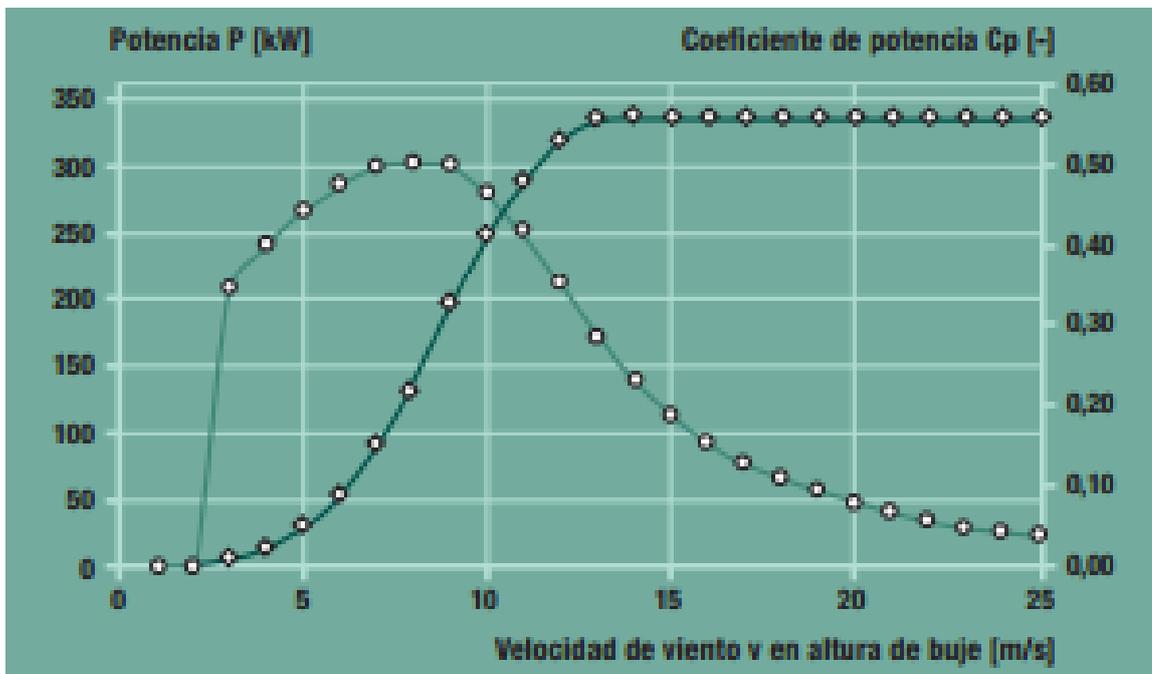


Figura 5.21. Curva de potencia para el aerogenerador e33 de 330 kW

Con esta curva de potencia, repetimos la operación anterior en el Atlas Eólico del IDAE:

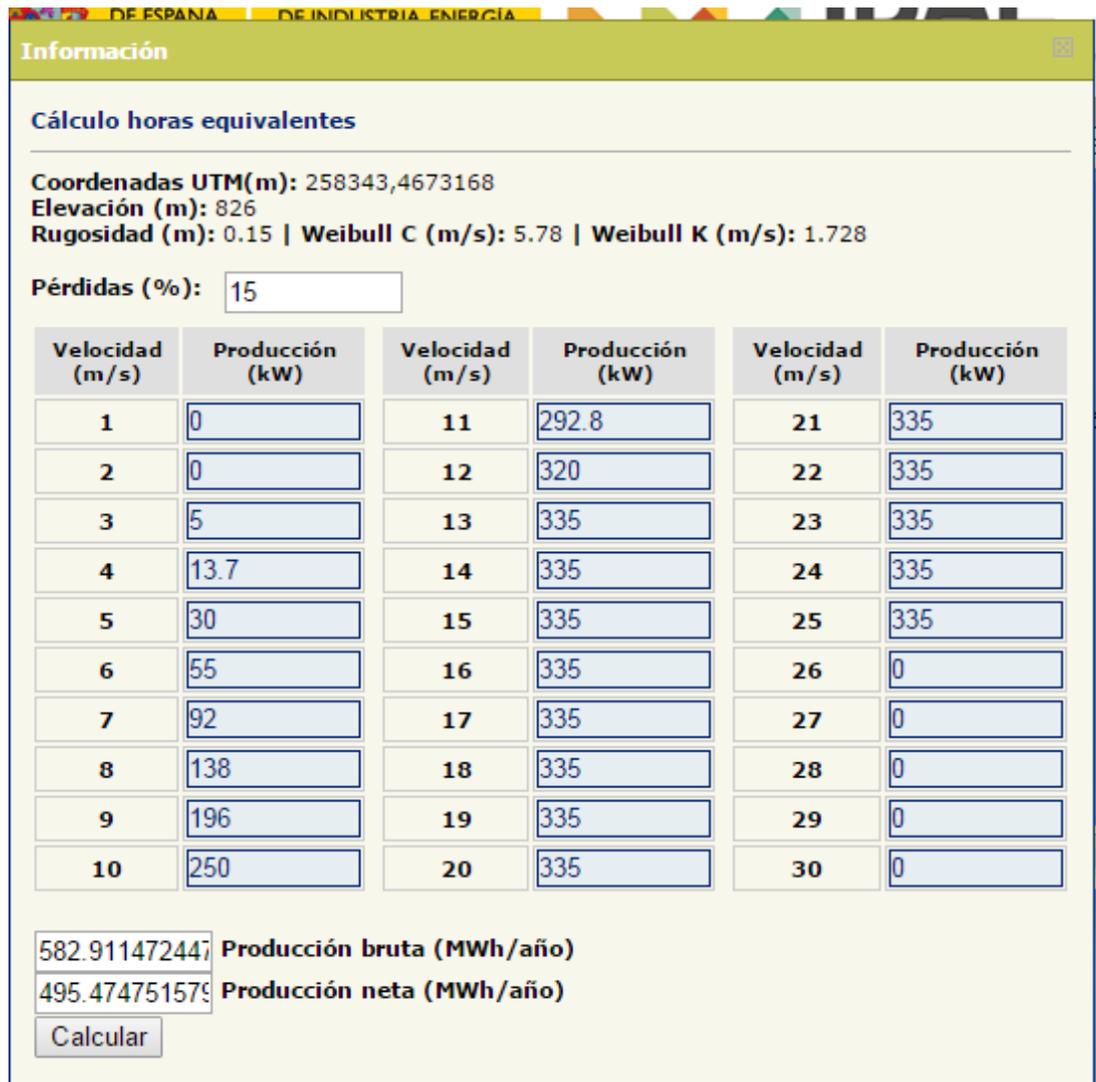


Figura 5.22. Detalle del Atlas eólico con la curva de potencia de 330 kW

La cual nos deja una energía entregada de 495,48 MWh/año, por tanto, realizando el mismo cálculo de antes, tenemos que:

$$MWh\ anual = 495,47 \frac{MWh}{año} \cdot \frac{1000\ kWh}{1\ MWh} \cdot \frac{1\ año}{12\ meses} \cdot 0,85 = 35.096,5\ kWh/mes$$

Con esta energía entregada al mes, podemos realizar una tabla de DEMANDA-ENTREGA, donde podemos apreciar que la situación con este aerogenerador ya queda perfectamente cubierta, teniendo un exceso de energía que ahora ya sí nos hace pensar en que la reducción de potencia instalada, tanto en fotovoltaica como en eólica, es una posibilidad muy considerable:

Tabla 5.24. Escenario DEMANDA-ENTREGA con combinación de las tres EERR y 330 kW instalados de eólica

	DEMANDA	kWh Solar		kWh eólico	Aporte Total	DIFERENCIA
		250 kWp	kWh hid.			
Enero	51.090,3	24.525	19.351,4	35.096,5	78.972,9	27.882,6
Febrero	46.156,1	33.000	15.308,2	35.096,5	83.404,7	37.248,6
Marzo	51.090,3	44.750	13.406,9	35.096,5	93.253,4	42.163,1
Abril	49.445,6	46.250	11.995,2	35.096,5	93.341,7	43.896,1
Mayo	51.090,3	54.500	8.195,9	35.096,5	97.792,4	46.702,1
Junio	49.445,6	58.250	3.121,2	35.096,5	96.467,7	47.022,1
Julio	59.358,5	64.250	333,9	35.096,5	99.680,4	40.321,9
Agosto	59.358,5	58.000	0,0	35.096,5	93.096,5	33.738,0
Septiembre	53.447,7	48.250	3,7	35.096,5	83.350,2	29.902,5
Octubre	51.090,3	37.250	1.290,1	35.096,5	73.636,6	22.546,3
Noviembre	49.445,6	27.750	5.324,4	35.096,5	68.170,9	18.725,3
Diciembre	51.090,3	24.625	14.545,2	35.096,5	74.266,7	23.176,4

Gráficamente, podemos observar este exceso de energía de manera muy perceptible:

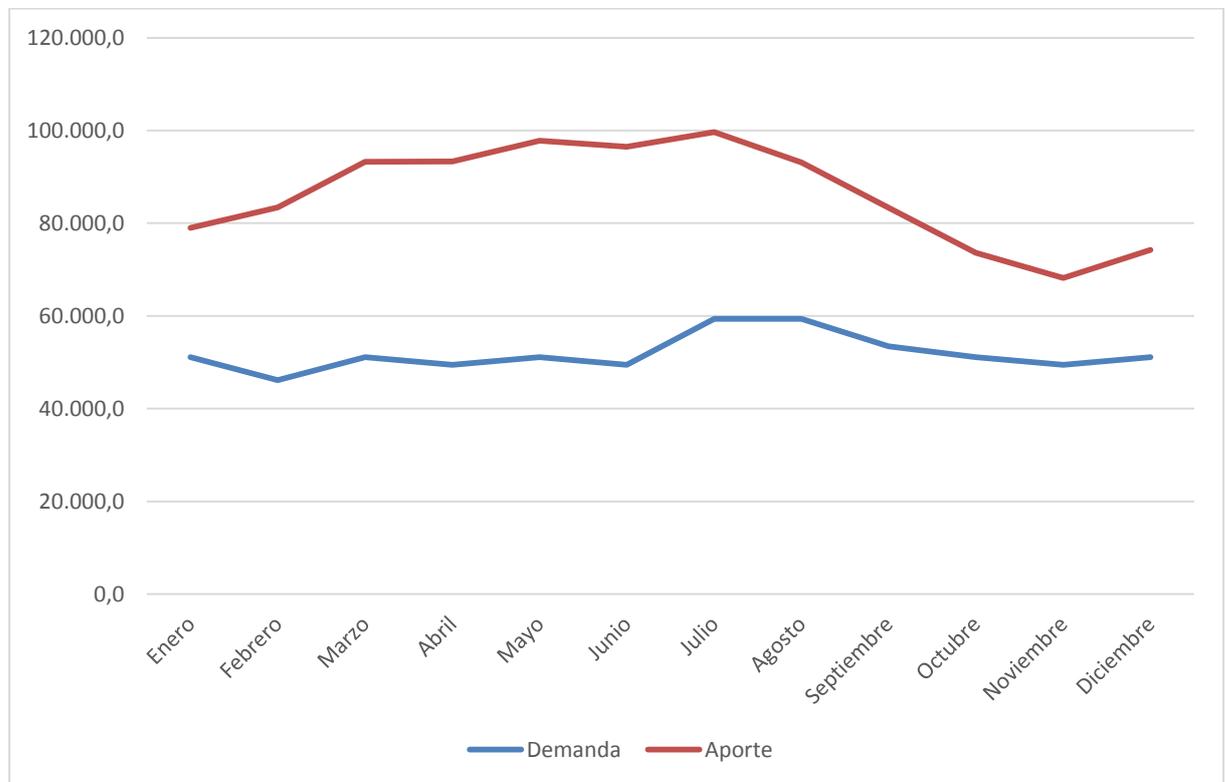


Figura 5.23. Situación DEMANDA-ENTREGA con 3 EERR y 330 kW de eólica

5.4.1.3. Aerogenerador de 225 kW

Como en apartados anteriores, comenzaremos localizando la curva de potencia del aerogenerador de estudio. En este caso, se trata de una turbina modelo A27 de 225 kW de la casa ACSA, con sede central en Gran Canaria. La curva asociada a la máquina es la siguiente:

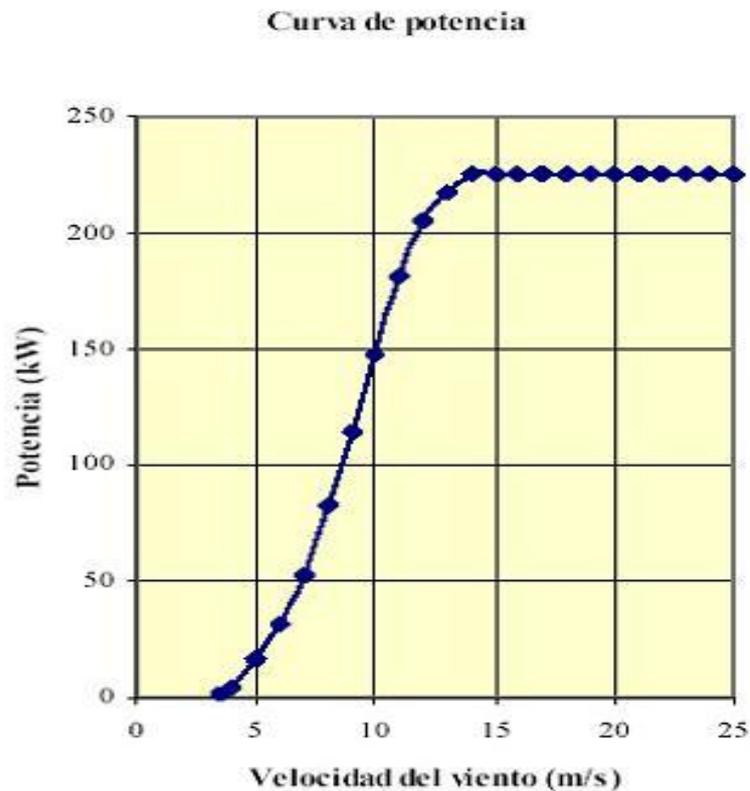


Figura 5.24. Curva de potencia para el aerogenerador a27 de 225 kW

A partir de dicha curva, podemos obtener del IDAE la producción asociada, siendo esta **276,68 MWh/año**, por tanto, realizando el mismo cálculo que en apartados anteriores, tenemos que:

$$MWh \text{ anual} = 276,68 \frac{MWh}{\text{año}} \cdot \frac{1000 \text{ kWh}}{1 \text{ MWh}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{12 \text{ meses}} \cdot 0,85 = 19.598,61 \text{ kWh/mes}$$

Finalmente, introducimos estos datos en la tabla DEMANDA-ENTREGA utilizada a lo largo de todo el estudio, y obtenemos unos datos más ajustados y en principio más útiles y afines a los buscados que en los apartados anteriores, puesto que aunque tenemos un exceso de energía no es tan elevado como con una turbina de 330 kW.

A continuación, se muestra la tabla correspondiente y la representación gráfica de los valores reflejados en la misma:

Tabla 5.25. Escenario DEMANDA-ENTREGA con combinación de las tres EERR y 225 kW instalados de eólica

		1 Kwp	kWh Solar			Aporte Total	DIFERENCIA
	DEMANDA	V=45º I=45º	250	kWh hid.	kWh eolico		
Enero	51.090,3	98,1	24.525	19.351,4	19.598,615	63.475,1	12.384,7
Febrero	46.156,1	132	33.000	15.308,2	19.598,615	67.906,8	21.750,7
Marzo	51.090,3	179	44.750	13.406,9	19.598,615	77.755,5	26.665,2
Abril	49.445,6	185	46.250	11.995,2	19.598,615	77.843,8	28.398,2
Mayo	51.090,3	218	54.500	8.195,9	19.598,615	82.294,5	31.204,2
Junio	49.445,6	233	58.250	3.121,2	19.598,615	80.969,8	31.524,2
Julio	59.358,5	257	64.250	333,9	19.598,615	84.182,5	24.824,0
Agosto	59.358,5	232	58.000	0,0	19.598,615	77.598,6	18.240,1
Septiembre	53.447,7	193	48.250	3,7	19.598,615	67.852,3	14.404,6
Octubre	51.090,3	149	37.250	1.290,1	19.598,615	58.138,7	7.048,4
Noviembre	49.445,6	111	27.750	5.324,4	19.598,615	52.673,0	3.227,4
Diciembre	51.090,3	98,5	24.625	14.545,2	19.598,615	58.768,8	7.678,5

La representación gráfica de dichos datos es la siguiente:

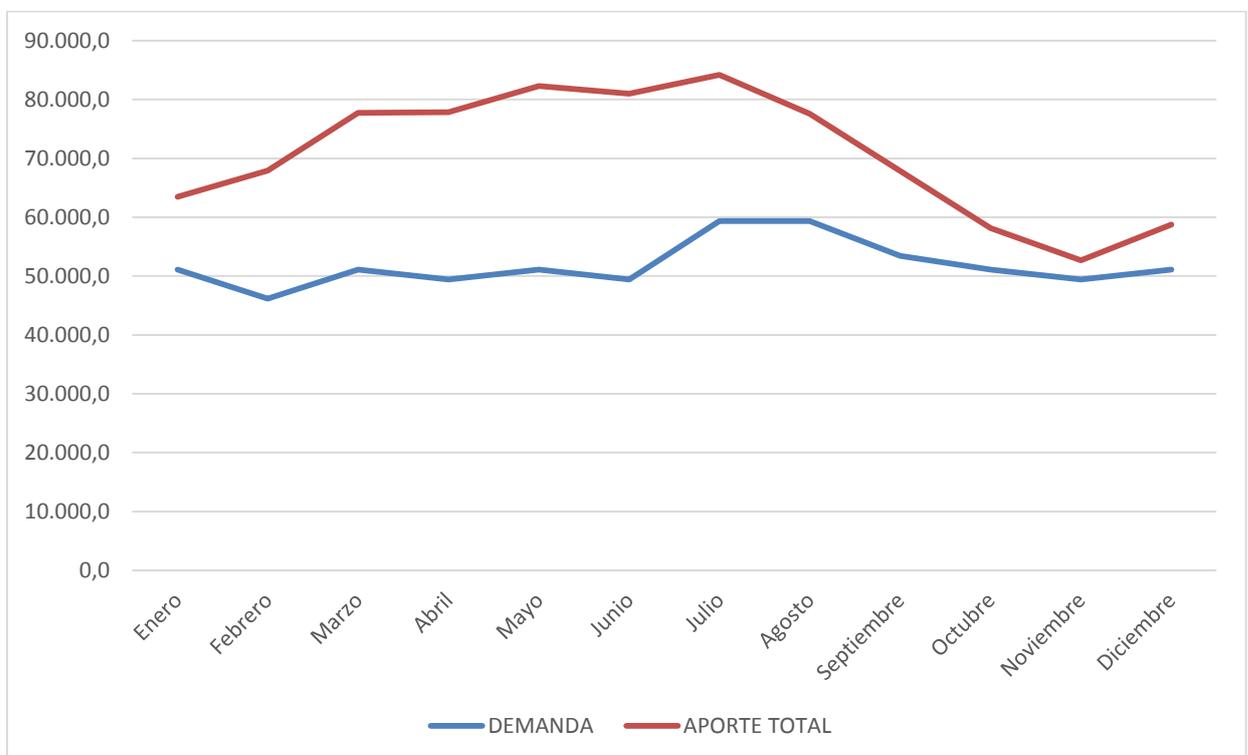


Figura 5.25. Situación DEMANDA-ENTREGA con 3 EERR y 225 kW de eólica

5.4.2. Conclusiones del cálculo eólico

Tras realizar tres comprobaciones con diferentes máquinas, observamos como la turbina de 225 kW puede ser la que mejor se adapte a nuestras especificaciones, sin embargo, se considerará la opción de 330 kW en caso de necesitar un aporte de energía superior al modificar algún parámetro al final del estudio.

Otro factor importante a tener en cuenta es otorgarle el menor peso posible a la entrega de energía proveniente de generación eólica, debido a la irregularidad e imprevisión de la misma. Es también por esto que la turbina de 225 kW es preferible a la de 330 kW.

Por tanto, a partir de este apartado contemplaremos como poder almacenar este excedente de energía obtenido, y como este almacenamiento puede facilitarnos reducir la tecnología necesaria, y por tanto, reducir la inversión, coste de operación y dificultad del proyecto.

Sin embargo, a partir de ahora vamos a considerar otro factor que no se ha tenido hasta el momento en consideración, y es un factor de seguridad que permita, en caso de una sobrecarga en el sistema, abastecer las necesidades de la localidad.

Esto también cubre las posibles situaciones a las que, por tratarse de fuentes de energía dependientes de factores atmosféricos y ambientales muy variables, (sobre todo el viento), podemos llegar en caso de no tener radiación solar plena, caudal en el río ni viento sobre la turbina eólica, teniendo por tanto una entrega energética insuficiente.

En resumen, en los siguientes apartados vamos a permitir un mínimo de energía excedentaria, con el fin de paliar las posibles complicaciones que puedan presentarse en caso de sobrecarga en el sistema o pérdida de energía primaria renovable.

5.5. Reducción de la potencia instalada

Sin embargo, antes de continuar, vamos a realizar la primera disminución de potencia instalada, buscando un ajuste más exacto en la DEMANDA-ENTREGA. Como la potencia instalada que más fácil nos resulta modificar es, sin lugar a dudas, la fotovoltaica, es con la que en principio vamos a intentar realizar el ajuste de la curva.

A lo largo de los últimos apartados del estudio, hemos venido trabajando con **250 kWp** fotovoltaicos, en este apartado disminuirémos esa potencia hasta los **150 kWp**, y a partir de esta continuaremos avanzando.

El resultado de esta disminución podemos verla reflejada en la siguiente tabla de DEMANDA-ENTREGA:

Tabla 5.26. Escenario DEMANDA-ENTREGA con 150 kWp fotovoltaicos

	DEMANDA	1 Kwp V=45° I=45°	kWh Solar 150	kWh hid.	kWh eolico	Aporte Total	DIFERENCIA
Enero	51.090,3	98,1	14.715	19.351,4	19.598,615	53.665,1	2.574,7
Febrero	46.156,1	132	19.800	15.308,2	19.598,615	54.706,8	8.550,7
Marzo	51.090,3	179	26.850	13.406,9	19.598,615	59.855,5	8.765,2
Abril	49.445,6	185	27.750	11.995,2	19.598,615	59.343,8	9.898,2
Mayo	51.090,3	218	32.700	8.195,9	19.598,615	60.494,5	9.404,2
Junio	49.445,6	233	34.950	3.121,2	19.598,615	57.669,8	8.224,2
Julio	59.358,5	257	38.550	333,9	19.598,615	58.482,5	-876,0
Agosto	59.358,5	232	34.800	0,0	19.598,615	54.398,6	-4.959,9
Septiembre	53.447,7	193	28.950	3,7	19.598,615	48.552,3	-4.895,4
Octubre	51.090,3	149	22.350	1.290,1	19.598,615	43.238,7	-7.851,6
Noviembre	49.445,6	111	16.650	5.324,4	19.598,615	41.573,0	-7.872,6
Diciembre	51.090,3	98,5	14.775	14.545,2	19.598,615	48.918,8	-2.171,5

Podemos observar cómo, aun teniendo meses en los que la demanda no queda cubierta, no tenemos el excedente energético que existía en el escenario anterior, además, la demanda que queda sin cubrir es fácilmente compensable con otros métodos de abastecimiento. Gráficamente, podemos observarlo en la siguiente representación:

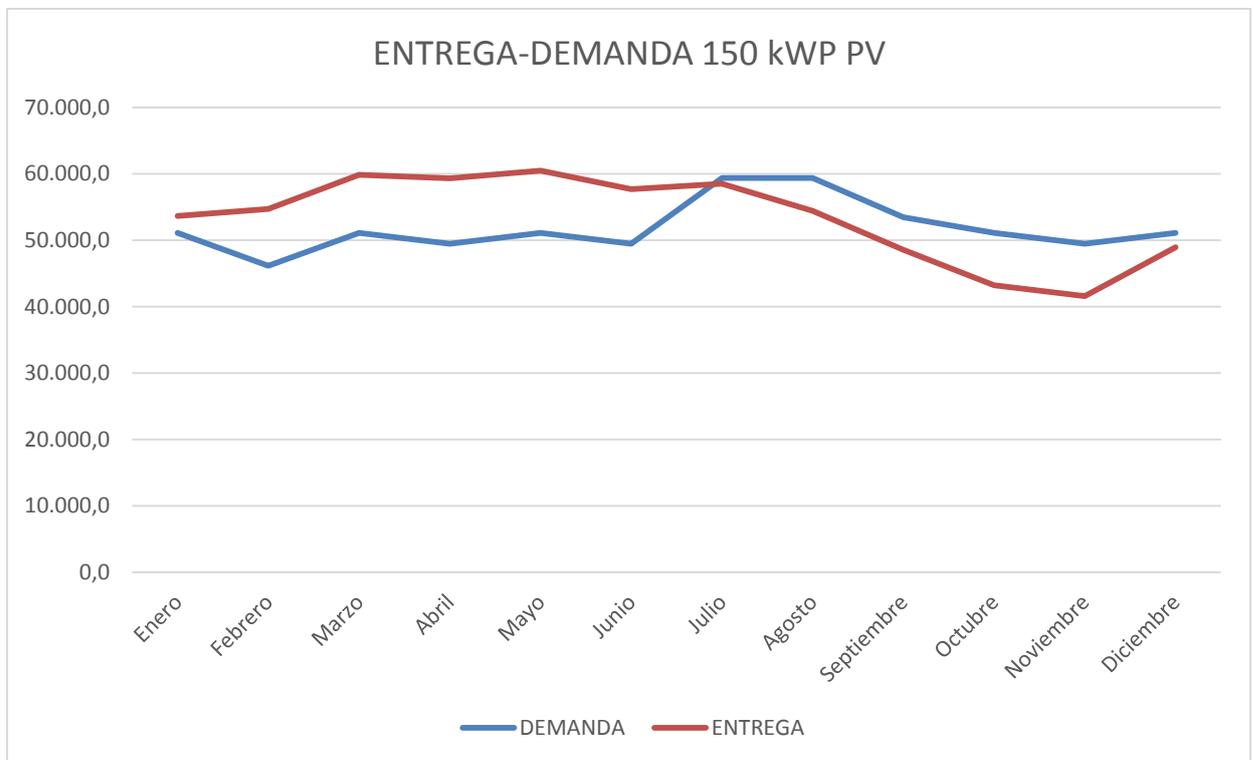


Figura 5.26. Situación DEMANDA-ENTREGA con 150 kWp

5.6. Aprovechamiento del excedente de energía

Habiendo analizado los escenarios anteriores, se puede observar como la tendencia inicial de tener un exceso de energía sigue perdurando, así como tener otra parte del año en la que tenemos un defecto de la misma.

Por ello, la solución más lógica es encontrar algún método de almacenamiento para esta energía sobrante y poder utilizarla cuando el pueblo así lo demande.

Varios métodos podrían ser utilizados: desde baterías, tanto individuales como colectivas, así como compresores de aire. Sin embargo, gracias a la morfología del terreno colindante al río Eria, la solución estriba en la energía potencial que podemos acumular en otro salto de agua, creando una serie de embalses donde bombear el agua cuando tengamos un excedente de energía y turbinando esta agua cuando tengamos un defecto.

Para evaluar la viabilidad técnica de dicho sistema, seguimos un método similar al empleado en apartados anteriores.

5.6.1. Localización y diseño de los embalses

En el apartado 5.2.2. *Localización y características generales de la mini-central*, quedaba descrito la situación de la minicentral hidráulica que aprovecharía el caudal circulante del río.

Es en este espacio elegido donde se realizaría la toma/vertido de agua procedente de los embalses, así como donde se instalaría el conjunto de bombas/turbinas que serían los encargados de aprovechar y generar la energía.

El lugar elegido para la construcción de los embalses es el antiguo basurero del pueblo, por varios motivos:

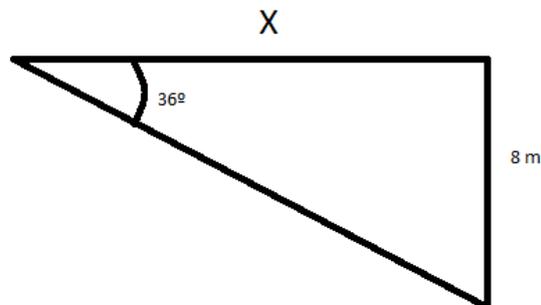
- El salto aprovechable entre la orilla del río y el fondo de los embalses es de 31 metros aproximadamente, superando con creces la altura ofrecida en cualquier otro lugar disponible.
- La lejanía del pueblo evita posibles accidentes y molestias.
- Gran parte del hueco se encuentra ya excavado, debido a la espontaneidad con el que dejó de utilizarse.
- La capacidad de ampliación en caso de necesitar mayor superficie de uso es elevada.

En la siguiente modelización, desde un plano satélite, puede observarse una sencilla recreación de la estructura a desarrollarse:



Figura 5.27. Recreación de la obra civil a realizar en el almacenamiento de agua

Para el cálculo de la capacidad de los embalses, se han considerado los mismos como poliedros invertidos, con una pendiente de 36° , la cual aporte seguridad y firmeza al mismo tiempo; y una profundidad de 8 metros para todos ellos. Por trigonometría, podemos despejar las variables desconocidas y así calcular el área del triángulo:



$$\operatorname{tg} 36^\circ = \frac{8}{x} \rightarrow x = \frac{8}{\operatorname{tg} 36^\circ} \rightarrow x = 11,012 \text{ m}$$

Y así, conociendo ambos catetos del triángulo rectángulo podemos conocer el área del mismo, la cual a su vez nos servirá para determinar el volumen de los taludes en cada uno de los depósitos:

$$A = \frac{8 \cdot 11,01}{2} = 44,04 \text{ m}^2$$

Por tanto, conociendo ahora la longitud de cada uno de los embalses, podemos saber el volumen que ocupa el talud de los mismos.

Para obtener un control detallado sobre el efecto que tiene el almacenamiento en el escenario final de DEMANDA-ENTREGA, se realizará dicho estudio en partes, obteniendo así resultados más fiables y detallados:

5.6.1.1. Primer embalse

El primer paso a realizar para el estudio de este embalse será el conocer las dimensiones del mismo, así como una ubicación aproximada dentro del recinto pre marcado con este fin. Para ello, utilizamos la herramienta de la Junta de Castilla y León **SigPac JCyl [32]**, la cual nos permite medir longitudes y superficies desde una vista aérea. Cargando la zona de estudio, obtenemos una imagen tal que así:



Figura 5.28. Localización y superficie del primer embalse

Este depósito tiene una superficie de 2.513,63 m², siendo esta 65,19 x 37,41 m. Sin embargo, hemos de tener en cuenta que ya conocemos el espacio ocupado por el talud, paso calculado anteriormente.

Estas medidas las consideraremos ahora en tres partes, siendo 1) el volumen central, 2) el volumen en taludes y 3) el volumen en las esquinas, en un esquema como el expuesto a continuación:

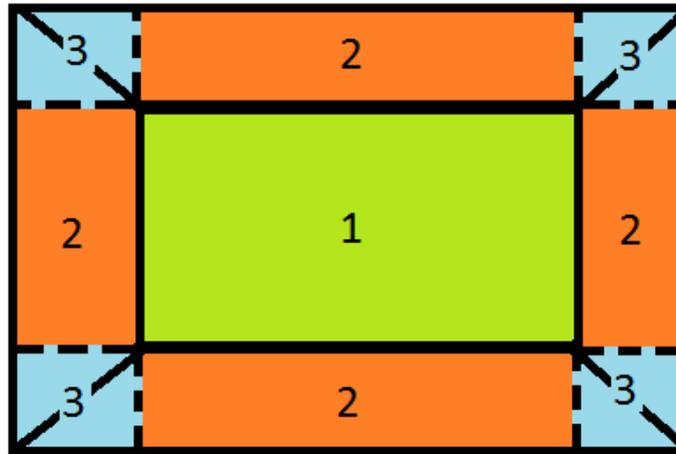


Figura 5.29. Esquema de embalse en planta

i. Volumen en la parte central del embalse (1)

Si bien las medidas que se habían asignado a este almacén eran 65,19 x 37,41 m, en la parte central encontramos que, como puede apreciarse en el esquema, tiene una reducción de superficie debido a los 4 taludes que lo rodean, por tanto sus medidas pasan a ser:

$$(65,19 - 11,01 \cdot 2) \times (37,41 - 11,01 \cdot 2) = 43,17 \times 15,39 \text{ m}$$

Entonces, el volumen para este cuboide de 8 metros de profundidad será:

$$43,17 \times 15,39 \times 8 = 5.315,09 \text{ m}^3$$

ii. Volumen en los taludes (2)

En apartados anteriores se había calculado el área ocupada por el perfil del talud, por tanto, ahora que se conoce su longitud, el cálculo del volumen queda resumido a un solo paso:

$$(44,04 \text{ m}^2 \cdot 43,1 \cdot 2) + (44,04 \cdot 15,39 \cdot 2) = 5.157,96 \text{ m}^3$$

iii. Volumen en las esquinas (3)

Al contrario que en los taludes y en la parte central, donde aplicando una serie de fórmulas básicas se puede estimar de manera bastante aproximada el volumen ocupado, en estas se realizará una estimación media de este volumen, siguiendo el siguiente razonamiento:

- Puesto que en principio en la esquina tenemos un cuboide de 11,01x11,01x8, con el volumen ocupado por los dos taludes este cubo queda ocupado, aproximadamente, en sus 2/3 partes, por tanto, cada esquina dispone de 1/3 de su volumen inicial. Esto, numéricamente, podemos expresarlo así:

$$11,01^2 \cdot 8 \cdot \frac{4}{3} = 1.293,01 \text{ m}^3$$

Este apartado va a ser similar en todos los embalses posteriores.

iv. Volumen total en el embalse

Sumando todas las partes anteriores, obtenemos que el volumen de este embalse es:

Tabla 5.27. Volumen total del primer embalse

Parte central	5.315,09
Volumen en taludes	5.157,96
Volumen en esquinas	1.293,01
TOTAL (m³)	11.766,06

v. Energía entregada por el embalse

A partir de esta capacidad, podemos determinar la cantidad de energía que se puede suministrar. En primer lugar, calculamos la potencia nominal que puede tener la turbina que aproveche el salto de agua, y teniendo en cuenta que para el cálculo de la misma tenemos los siguientes condicionantes:

- El salto aprovechable es de 31 metros.
- El caudal a turbinar será de 2 m³/s.
- El rendimiento de la máquina se considera como el 90%.

Con todos estos datos, obtenemos que la potencia nominal de la turbina será:

$$P = g * H * Q * \eta = 9,8 \cdot 31 \cdot 2 \cdot 0,90 = 547,40 \text{ kW}$$

Finalmente, obtenemos las horas que puede estar funcionando de continuo el sistema, **obteniendo así la situación más desfavorable, manteniendo cubierto cualquier escenario menos crítico que este**, y hallar así cuanta energía es capaz de entregarnos este embalse:

$$\text{Horas descarga} = \frac{11.766,06 \text{ m}^3 \text{ embalse}}{2 \text{ m}^3/\text{s}} \cdot \frac{1 \text{ hora}}{3600 \text{ s}} = 1,63 \text{ horas}$$

Por tanto, a partir de esto, podemos obtener la energía máxima que nos puede entregar el depósito, a partir de la potencia nominal de la turbina y las horas que puede darnos por tanto:

$$\text{Energía máxima} = 1,63 \text{ horas} \cdot 547,40 \text{ kW} = 654,08 \text{ kWh/mes}$$

Finalmente, observamos el comportamiento que tendrá el escenario de estudio ante esta adición de energía “extra”, **OBVIAMENTE SÓLO EN LOS MESES EN LOS QUE ES NECESARIO CUBRIR LA DEMANDA:**

Tabla 5.28. Escenario DEMANDA-ENTREGA con un embalse

	DEMANDA	150 kWp PV	kWh hidrau	kWh eólicos	kWh bombeo	Aporte Total	DIF. kWh
Enero	51.090,3	14.715	19.351,4	19.598,61	-	53.665,1	2.574,7
Febrero	46.156,1	19.800	15.308,2	19.598,61	-	54.706,8	8.550,7
Marzo	51.090,3	26.850	13.406,9	19.598,61	-	59.855,5	8.765,2
Abril	49.445,6	27.750	11.995,2	19.598,61	-	59.343,8	9.898,2
Mayo	51.090,3	32.700	8.195,9	19.598,61	-	60.494,5	9.404,2
Junio	49.445,6	34.950	3.121,2	19.598,61	-	57.669,8	8.224,2
Julio	59.358,5	38.550	333,9	19.598,61	654,08	59.136,6	-221,9
Agosto	59.358,5	34.800	0,0	19.598,61	654,08	55.052,7	-4.305,8
Septiembre	53.447,7	28.950	3,7	19.598,61	654,08	49.206,4	-4.241,3
Octubre	51.090,3	22.350	1.290,1	19.598,61	654,08	43.892,8	-7.197,5
Noviembre	49.445,6	16.650	5.324,4	19.598,61	654,08	42.227,1	-7.218,5
Diciembre	51.090,3	14.775	14.545,2	19.598,61	654,08	49.572,9	-1.517,4

A primera vista, el hecho de tener un embalse de estas dimensiones sirve para cubrir la mayoría de la demanda del mes de Julio, sin embargo, no es suficiente para hacer lo mismo con los demás deficitarios en energía.

Sin embargo, esta situación es engañosa y errónea, puesto que considera que en todos los meses puede darse una energía proveniente de la acumulación, y, como es obvio, sólo podrá darse esta energía si tenemos una recarga de la misma, esto es, si mensualmente el balance energético mensual es positivo, esa energía podría destinarse a almacenarse.

Por tanto, la situación REAL que tendríamos sería la reflejada en la siguiente tabla:

Tabla 5.29. Escenario DEMANDA-ENTREGA REAL con un embalse

	DEMANDA	150 kWp PV	kWh hidrau	kWh eólicos	kWh bombeo	Aporte Total	DIF. kWh
Enero	51.090,3	14.715	19.351,4	19.598,61	-	53.665,1	2.574,7
Febrero	46.156,1	19.800	15.308,2	19.598,61	-	54.706,8	8.550,7
Marzo	51.090,3	26.850	13.406,9	19.598,61	-	59.855,5	8.765,2
Abril	49.445,6	27.750	11.995,2	19.598,61	-	59.343,8	9.898,2
Mayo	51.090,3	32.700	8.195,9	19.598,61	-	60.494,5	9.404,2
Junio	49.445,6	34.950	3.121,2	19.598,61	-654,08	57.669,8	7.570,1
Julio	59.358,5	38.550	333,9	19.598,61	654,08	59.136,6	-221,9
Agosto	59.358,5	34.800	0,0	19.598,61	VACÍO	55.052,7	-4.305,8
Septiembre	53.447,7	28.950	3,7	19.598,61	VACÍO	49.206,4	-4.241,3
Octubre	51.090,3	22.350	1.290,1	19.598,61	VACÍO	43.892,8	-7.197,5
Noviembre	49.445,6	16.650	5.324,4	19.598,61	VACÍO	42.227,1	-7.218,5
Diciembre	51.090,3	14.775	14.545,2	19.598,61	VACÍO	49.572,9	-1.517,4

Esta es la situación que podríamos tener con el embalse actual, sólo nos influye en un mes, puesto que no es capaz ni de almacenar ni de aportar la energía suficiente para todo el año.

Sin embargo, observamos como la idea, pese a en sus inicios no resulta muy efectiva, puede ser el condicionante para culminar el estudio.

5.6.1.2. Segundo embalse

Como hemos observado en el apartado anterior, es necesario un mayor aporte de energía para terminar de cubrir las necesidades en algunos meses. Para ello, hemos de ampliar la capacidad de almacenamiento del excedente de la misma para poder alcanzar ese objetivo.

Utilizando la misma herramienta que para el embalse anterior, obtenemos que las dimensiones del segundo embalse son **24,06x31m**, ocupando un área de **745,86 m²**.

Al igual que en el apartado anterior, tomaremos el embalse en 3 partes de estudio:

i. Volumen en la parte central del embalse (1)

Como ocurría en el anterior embalse, existe una reducción de volumen dentro de esta parte considerada, que se expresa matemáticamente en la siguiente fórmula:

$$(31 - 11,01 \cdot 2) \times (24,06 - 11,01 \cdot 2) = 8,98 \times 2,04 \text{ m}$$

De donde podemos hallar que en esta parte tenemos un volumen total de:

$$8,98 \times 2,04 \times 8 = 146,55 \text{ m}^3$$



Figura 5.30. Localización del segundo embalse

ii. Volumen en los taludes (2)

Como se enunciaba en el primer embalse, en apartados anteriores se había calculado el área ocupada por el perfil del talud, por tanto, ahora que se conoce su longitud, el cálculo del volumen queda resumido a un solo paso:

$$(44,04 \text{ m}^2 \cdot 8,98 \text{ m} \cdot 2) + (44,04 \text{ m}^2 \cdot 2,04 \text{ m} \cdot 2) = 970,64 \text{ m}^3$$

iii. Volumen en las esquinas (3)

Como se postulaba en el apartado similar anterior, el cálculo del volumen de la esquina de los embalses será una constante:

$$11,01^2 \cdot 8 \cdot \frac{4}{3} = 1.293,01 \text{ m}^3$$

iv. Volumen total en el embalse

Sumando todas las partes anteriores, obtenemos que el volumen total es:

Tabla 5.30. Volumen total del segundo embalse

Parte central	146,55
Volumen en taludes	970,64
Volumen en esquinas	1.293,01
TOTAL (m³)	2.410,21

Sin embargo, visto el bajo volumen obtenido en este embalse, directamente obtendremos la energía que el mismo puede suministrarnos junto con el siguiente, puesto que la variación que podría tener en el escenario general sería prácticamente nula.

5.6.1.3. *Tercer embalse*

Visto que en el apartado anterior, el cálculo del segundo embalse nos dejaba un volumen muy bajo, es necesaria la ampliación a un tercer embalse.

De la misma obtenemos que las dimensiones del segundo embalse son 85,88x 30,98 m, ocupando un área de 2659,63 m². Realizamos los mismos pasos:

i. Volumen en la parte central del embalse (1)

Como ocurría en el anterior embalse, existe una reducción de volumen dentro de esta parte considerada, que se expresa matemáticamente en la siguiente fórmula:

$$(85,86 - 11,01 \cdot 2) \times (30,98 - 11,01 \cdot 2) = 63,86 \times 8,96 \text{ m}$$

De donde podemos hallar que en esta parte tenemos un volumen total de:

$$63,86 \times 8,96 \times 8 = 4.577,49 \text{ m}^3$$



Figura 5.31. Localización del tercer embalse

ii. Volumen en los taludes (2)

De manera similar a lo realizado en el primer y segundo embalse, el cálculo del volumen los taludes queda simplificado a la siguiente ecuación:

$$(44,04 \text{ m}^2 \cdot 8,96 \text{ m} \cdot 2) + (44,04 \text{ m}^2 \cdot 63,86 \text{ m} \cdot 2) = 6.413,99 \text{ m}^3$$

iii. Volumen en las esquinas (3)

El valor para este apartado es fijo para todos los demás:

$$11,01^2 \cdot 8 \cdot \frac{4}{3} = 1.293,01 \text{ m}^3$$

iv. Volumen total en el embalse

Sumando todas las partes anteriores, obtenemos que el volumen de este embalse es:

Tabla 5.31. Volumen total del segundo embalse

Parte central	4.577,4848
Volumen en taludes	6.413,9856
Volumen en esquinas	1.293,0144
TOTAL	12.284,4848

v. Energía entregada por los embalses 1,2 y 3

Similar a los cálculos realizados para el primer embalse, podemos calcular de manera eficaz la energía capaz de suministrarnos este embalse, sólo que ahora el volumen total entre los 3 embalses asciende a:

Embalse capacidad (m³)	26.460,76
--	------------------

Al igual que en el primer apartado, la potencia de la turbina será de:

$$P = g * H * Q * \eta = 9,8 \cdot 31 \cdot 2 \cdot 0,9 = 547,40 \text{ kW}$$

Para el cálculo de las horas de funcionamiento desfavorable, realizamos un procedimiento similar al anterior, únicamente teniendo en cuenta la variación de volumen:

$$\text{Horas descarga} = \frac{26.460,76 \text{ m}^3 \text{ embalse}}{2 \text{ m}^3/\text{s}} \cdot \frac{1 \text{ hora}}{3600 \text{ s}} = 3,68 \text{ horas}$$

Por tanto, a partir de esto, podemos obtener la energía máxima que nos puede entregar el depósito, a partir de la potencia nominal de la turbina y las horas que puede darnos por tanto:

$$\text{Energía máxima} = 3,68 \text{ horas} \cdot 547,40 \text{ kW} = 2014.432 \text{ kWh/mes}$$

De estos datos elaboramos un tabla resumen de la situación:

Tabla 5.32. Escenario DEMANDA-ENTREGA con los 3 embalses

	DEMANDA	150 kWp PV	kWh hidrau	kWh eólicos	kWh bombeo	Aporte Total	DIF. kWh
Enero	51.090,3	14.715	19.351,4	19.598,61	-	53.665,1	2.574,7
Febrero	46.156,1	19.800	15.308,2	19.598,61	-	54.706,8	8.550,7
Marzo	51.090,3	26.850	13.406,9	19.598,61	-	59.855,5	8.765,2
Abril	49.445,6	27.750	11.995,2	19.598,61	-	59.343,8	9.898,2
Mayo	51.090,3	32.700	8.195,9	19.598,61	-	60.494,5	9.404,2
Junio	49.445,6	34.950	3.121,2	19.598,61	-2014,43	57.669,8	6.198,8
Julio	59.358,5	38.550	333,9	19.598,61	876,00	59.358,5	0,0
Agosto	59.358,5	34.800	0,0	19.598,61	1.138.432	54.993,6	-4.164,9
Septiembre	53.447,7	28.950	3,7	19.598,61	VACÍO	48.552,3	-3.424,4
Octubre	51.090,3	22.350	1.290,1	19.598,61	VACÍO	43.238,7	-6.380,7
Noviembre	49.445,6	16.650	5.324,4	19.598,61	VACÍO	41.573,0	-6.401,6
Diciembre	51.090,3	14.775	14.545,2	19.598,61	VACÍO	48.918,8	-700,6

Podemos ver como aún es necesario el aporte de energía en algunos meses, para ello necesitamos un aumento aún mayor del volumen que pueda aportar el conjunto de depósitos.

Sin embargo, visto que con las cantidades de depósitos que estamos utilizando la variación en el escenario general es muy poca, se replantea todo el cálculo variando algunos factores, e iniciando directamente un depósito más grande.

Esta situación de invariabilidad podemos verla gráficamente:

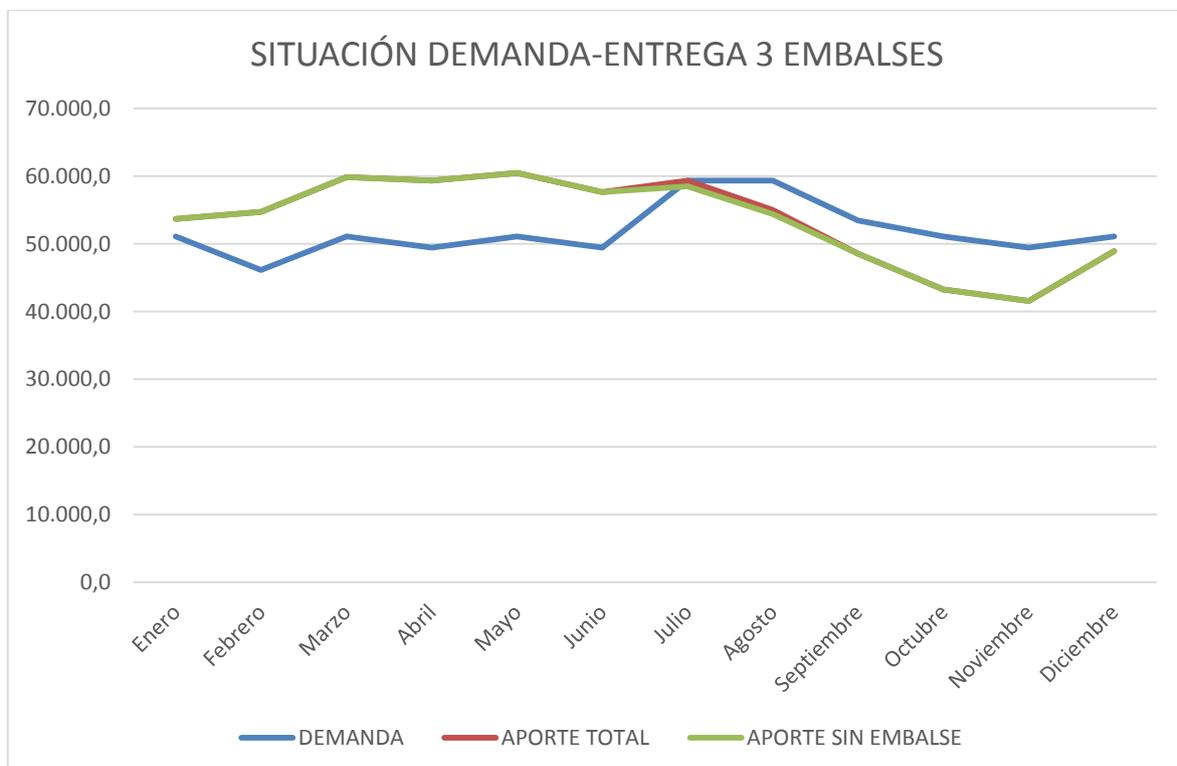
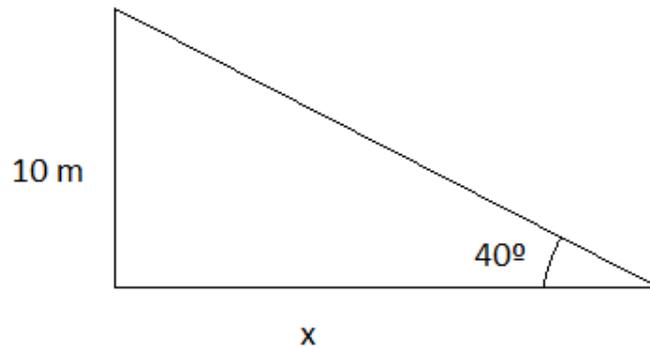


Figura 5.32. Escenario DEMANDA-ENTREGA para 3 embalses

5.7. Replanteo del cálculo de los embalses

Para la variación del cálculo de la capacidad de los embalses, se han considerado los mismos poliedros invertidos, sin embargo, ahora con una pendiente de 40°, y una profundidad de 10 metros para todos ellos.

Por trigonometría, podemos despejar las variables desconocidas y así calcular el área del triángulo:



$$\operatorname{tg} 40^{\circ} = \frac{10}{x} \rightarrow x = \frac{10}{\operatorname{tg} 40^{\circ}} \rightarrow x = 11,9 \text{ m}$$

Y así, conociendo ambos catetos del triángulo rectángulo podemos conocer el área del mismo, la cual a su vez nos servirá para determinar el volumen de los taludes en cada uno de los depósitos:

$$A = \frac{10 \cdot 11,9}{2} = 59,5 \text{ m}^2$$

Como se realizó en el apartado anterior, se dividirá en secciones el cálculo de los depósitos:

5.7.1.1. Primer embalse

Como se mencionaba en el apartado anterior, el aumento del volumen debe ser considerable, puesto que el sistema no alcanza los requisitos buscados.

Este depósito tiene una superficie de 10533, 42 m², siendo esta 69.5 x151.56 m. Sin embargo, hemos de tener en cuenta que ya conocemos el espacio ocupado por el talud, paso calculado anteriormente.

Cargando la zona de estudio, obtenemos una imagen tal que así:



Figura 5.33. Localización y superficie del primer embalse

Estas medidas las consideraremos ahora en tres partes, siendo 1) el volumen central, 2) el volumen en taludes y 3) el volumen en las esquinas, en un esquema como el expuesto a continuación:

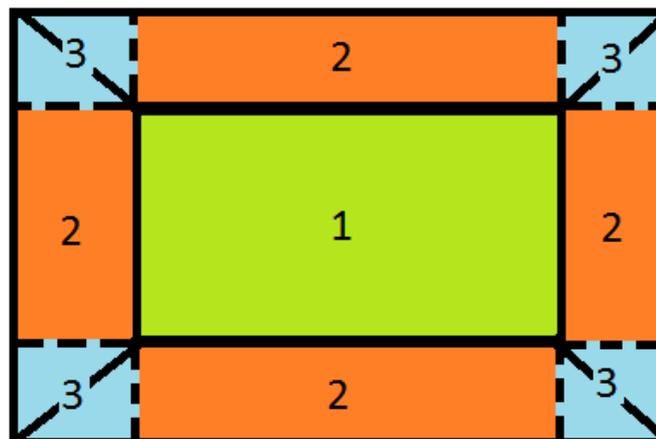


Figura 5.34. Esquema de embalse en planta

Todos los cálculos son similares al apartado 5.6., puesto que la única variación estriba en los datos.

i. Volumen en la parte central del embalse (1)

De manera similar al proceso anterior, aunque las medidas que se habían asignado a este almacén eran 151,56 x 69,5 m, en la parte central encontramos que, como puede apreciarse

en el esquema, tiene una reducción de superficie debido a los 4 taludes que lo rodean, por tanto sus medidas pasan a ser:

$$(151,56 - 11,9 \cdot 2) \times (69,5 - 11,01 \cdot 2) = 127,76 \times 47,48 \text{ m}$$

Entonces, el volumen para este cuboide de 10 metros de profundidad será:

$$127,76 \times 47,48 \times 10 = 60.660,448 \text{ m}^3$$

ii. Volumen en los taludes (2)

En apartados anteriores se había calculado el área ocupada por el perfil del talud, por tanto, ahora que se conoce su longitud, el cálculo del volumen queda resumido a un solo paso:

$$(59,5 \text{ m}^2 \cdot 127,76 \text{ m} \cdot 2) + (59,5 \text{ m}^2 \cdot 47,48 \text{ m} \cdot 2) = 20853,56 \text{ m}^3$$

iii. Volumen en las esquinas (3)

Al contrario que en los taludes y en la parte central, donde aplicando una serie de fórmulas básicas se puede estimar de manera bastante aproximada el volumen ocupado, en estas se realizará una estimación media de este volumen, siguiendo el siguiente razonamiento:

- Puesto que en principio en la esquina tenemos un cuboide de 11,9m x11,9 m x 8 m, con el volumen ocupado por los dos taludes este cubo queda ocupado, aproximadamente, en sus 2/3 partes, por tanto, cada esquina dispone de 1/3 de su volumen inicial. Esto, numéricamente, podemos expresarlo así:

$$11,9^2 \cdot 10 \cdot \frac{4}{3} = 1888,13 \text{ m}^3$$

iv. Volumen total en el embalse

Sumando todas las partes anteriores, obtenemos que el volumen de este embalse es:

Tabla 5.33. Volumen total del primer embalse replanteado

Parte central	60.660,448
Volumen en taludes	20.853,56
Volumen en esquinas	1888,13
TOTAL (m³)	83.402,138

v. Energía entregada por el embalse

Como en el cálculo anterior, la potencia nominal de la turbina será:

$$P = g * H * Q * \eta = 9,8 \cdot 31 \cdot 2 \cdot 0,9 = 547,40 \text{ kW}$$

Finalmente, obtenemos las horas que puede estar funcionando de continuo el sistema, **obteniendo así la situación más desfavorable, manteniendo cubierto cualquier escenario menos crítico que este:**

$$\text{Horas descarga} = \frac{83.402,138 \text{ m}^3 \text{embalse}}{2 \text{ m}^3/\text{s}} \cdot \frac{1 \text{ hora}}{3600 \text{ s}} = 11,58 \text{ horas}$$

Por tanto, a partir de esto, podemos obtener la energía máxima que nos puede entregar el depósito:

$$\text{Energía máxima} = 11,58 \text{ horas} \cdot 400,25 \text{ kW} = 4.634,895 \text{ kWh/mes}$$

Finalmente, observamos el comportamiento que tendrá el escenario de estudio ante esta adición de energía “extra”, OBVIAMENTE SÓLO EN LOS MESES EN LOS QUE ES NECESARIO CUBRIR LA DEMANDA:

Tabla 5.34 Escenario DEMANDA-ENTREGA _con un embalse de 83.402,138 m³

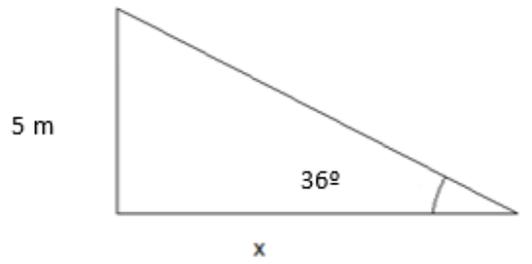
	DEMANDA	150 kWp PV	kWh hidrau.	kWh eólicos	kWh bombeo	Aporte Total	DIF. kWh
Enero	51.090,3	14.715	19.351,4	19.598,61	-	51.090,4	0,0
Febrero	46.156,1	19.800	15.308,2	19.598,61	-	52.645,2	6.489,0
Marzo	51.090,3	26.850	13.406,9	19.598,61	-	59.855,5	8.765,2
Abril	49.445,6	27.750	11.995,2	19.598,61	-	59.343,8	9.898,2
Mayo	51.090,3	32.700	8.195,9	19.598,61	-2318,16	60.494,5	9.404,2
Junio	49.445,6	34.950	3.121,2	19.598,61	-2318,16	57.669,8	8.224,2
Julio	59.358,5	38.550	333,9	19.598,61	876,00	59.358,5	0,0
Agosto	59.358,5	34.800	0,0	19.598,61	3760,32	58.158,9	-1.199,5
Septiembre	53.447,7	28.950	3,7	19.598,61	-	48.552,3	-4.895,4
Octubre	51.090,3	22.350	1.290,1	19.598,61	-	43.238,7	-7.851,6
Noviembre	49.445,6	16.650	5.324,4	19.598,61	-	41.573,0	-7.872,6
Diciembre	51.090,3	14.775	14.545,2	19.598,61	-	48.918,8	-2.171,5

Como podemos ver, el vacío sigue siendo una situación bastante desfavorable, pero tenemos, antes de contemplar la ampliación a un segundo embalse, otra posibilidad:

El volumen de tierra removido para la construcción del embalse, nos permite la construcción de un dique perimetral que permita aumentar el volumen contenido en el embalse, de hecho, al ser una estructura trapezoidal invertida, cuanto más alta sea, más volumen almacenará en su parte superior, por tanto, hemos de calcular este volumen ganado con dicha construcción.

5.7.1.2. Construcción del dique del embalse

Para la construcción de dicho dique perimetral tener en cuenta, en primera instancia, que la estructura tiene la inclinación de 36° asociada a toda pendiente para ser estable, por tanto, realizamos un cálculo similar al realizado en el cálculo del talud anterior:



De donde deducimos que:

$$\operatorname{tg} 36^\circ = \frac{5}{x} \rightarrow x = \frac{5}{\operatorname{tg} 36^\circ} \rightarrow x = 6,88 \text{ m}$$

Por tanto, tendríamos una estructura de dique tal que así:

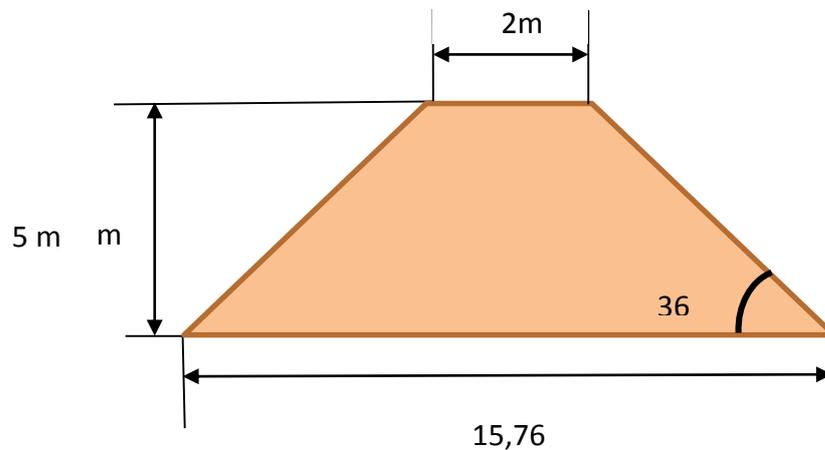


Figura 5.35. Esquema del dique perimetral

A partir de esto, podemos determinar el área ocupada por esta figura:

$$A = 5 \cdot \frac{2 + 15,76}{2} = 44,4 \text{ m}^2$$

Por tanto, teniendo el perímetro del dique, considerando la mitad de la base del dique, puesto que debe partir desde la mitad del mismo, y su área, tenemos el volumen de tierra necesario para levantar la estructura:

$$V = ((151,56 + 7,88) \cdot 2 + (69,5 + 7,88) \cdot 2) \cdot 44,4 = 21.029,616 \text{ m}^3$$

Que, comparado con el volumen de tierra total extraído del embalse:

Tabla 5.35. Comparación entre volumen necesario y disponible

Volumen extraído del embalse	83.402,138
Volumen necesario para el dique	21.029,616

Por tanto, una vez determinado que la construcción de este dique es viable de este un punto de vista material, procedemos a calcular el volumen que aporta la ampliación en altura del depósito, teniendo en cuenta que el mismo ahora tendrá una estructura similar al perfil mostrado en la figura siguiente:

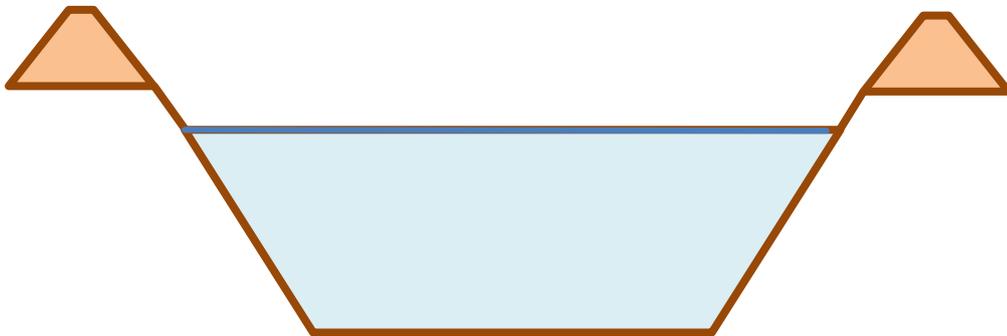


Figura 5.36. Perfil del depósito con dique perimetral

Por tanto, estructuramos el estudio de este volumen tal cómo se realizó en el apartado anterior:

i. Volumen en la parte central del embalse (1)

La parte central de esta estructura es similar a la anterior, de hecho, la parte central de esta estructura tiene las dimensiones iniciales del terreno anterior, esto es, 151,76 x 69,5 m; por tanto, el cálculo de este volumen será

$$151,76 \times 69,5 \times 5 = 52.736,6 \text{ m}^3$$

ii. Volumen en los taludes (2)

En el comienzo de este apartado se había calculado el área ocupada por el perfil del talud, por tanto, ahora que se conoce su longitud, siendo esta la dimensión del área central más lo que añade del talud, el cálculo del volumen queda resumido a un solo paso:

$$(17,2 \text{ m}^2 \cdot 165,52 \text{ m} \cdot 2) + (17,2 \text{ m}^2 \cdot 58,54 \text{ m} \cdot 2) = 7707,664 \text{ m}^3$$

iii. Volumen en las esquinas (3)

Al contrario que en los taludes y en la parte central, donde aplicando una serie de fórmulas básicas se puede estimar de manera bastante aproximada el volumen ocupado, en estas se realizará una estimación media de este volumen, siguiendo el siguiente razonamiento:

- Puesto que en principio en la esquina tenemos un cuboide de 6,88m x 6,88m x 5m, con el volumen ocupado por los dos taludes este cubo queda ocupado, aproximadamente, en sus 2/3 partes, por tanto, cada esquina dispone de 1/3 de su volumen inicial. Esto, numéricamente, podemos expresarlo así:

$$6,88^2 \cdot 5 \cdot \frac{4}{3} = 315,56 \text{ m}^3$$

iv. Volumen total en el embalse

Sumando las partes anteriores, obtenemos que el volumen de esta parte es:

Tabla 5.36. *Volumen total de la parte del dique*

Parte central	52.736,60
Volumen en taludes	7707,664
Volumen en esquinas	315,56
TOTAL (m³)	60.759,824

Donde vemos que con esta construcción, prácticamente duplicamos el volumen inicial. Sumando ambos volúmenes, procedemos al cálculo de la energía que son capaces de entregarnos:

Tabla 5.37. *Volumen total del embalse con dique*

Parte central	113.397,048
Volumen en taludes	28.561,224
Volumen en esquinas	2.203,69
TOTAL (m³)	144.161,962

v. Energía entregada por el embalse

Tal como se procedió en el apartado anterior, a partir de la capacidad total del embalse calculamos las horas que puede estar funcionando el mismo a pleno rendimiento:

$$\text{Horas descarga} = \frac{144.161,962 \text{ m}^3 \text{ embalse}}{2 \text{ m}^3/\text{s}} \cdot \frac{1 \text{ hora}}{3600 \text{ s}} = 20,52 \text{ horas}$$

Por tanto, a partir de esto, podemos obtener la energía máxima que nos puede entregar el depósito:

$$\text{Energía máxima} = 20,52 \text{ horas} \cdot 537,40 \text{ kW} = 10960,27 \text{ kWh/mes}$$

Finalmente, observamos el comportamiento que tendrá el escenario de estudio ante esta adición de energía “extra”, OBVIAMENTE SÓLO EN LOS MESES EN LOS QUE ES NECESARIO CUBRIR LA DEMANDA:

Tabla 5.38. Escenario DEMANDA-ENTREGA con un embalse de 144.161,962 m³

	DEMANDA	150 kWp PV	kWh hidrau	kWh eólicos	kWh bombeo	Aporte Total	DIF. kWh
Enero	51.090,3	14.715	19.351,4	19.598,61	-	53.665,1	2.574,7
Febrero	46.156,1	19.800	15.308,2	19.598,61	6358,62	61.065,4	14.909,3
Marzo	51.090,3	26.850	13.406,9	19.598,61	6573,11	66.428,6	15.338,3
Abril	49.445,6	27.750	11.995,2	19.598,61	7706,17	67.050,0	17.604,4
Mayo	51.090,3	32.700	8.195,9	19.598,61	7212,14	67.706,7	16.616,3
Junio	49.445,6	34.950	3.121,2	19.598,61	6032,17	63.702,0	14.256,4
Julio	59.358,5	38.550	333,9	19.598,61	875,96	59.358,5	0,0
Agosto	59.358,5	34.800	0,0	19.598,61	4959,86	59.358,5	0,0
Septiembre	53.447,7	28.950	3,7	19.598,61	4895,38	53.447,7	0,0
Octubre	51.090,3	22.350	1.290,1	19.598,61	229,07	43.467,8	-7.622,5
Noviembre	49.445,6	16.650	5.324,4	19.598,61	VACÍO	41.573,0	-7.872,6
Diciembre	51.090,3	14.775	14.545,2	19.598,61	VACIO	48.918,8	-2.171,5

Cuya representación gráfica es la siguiente:

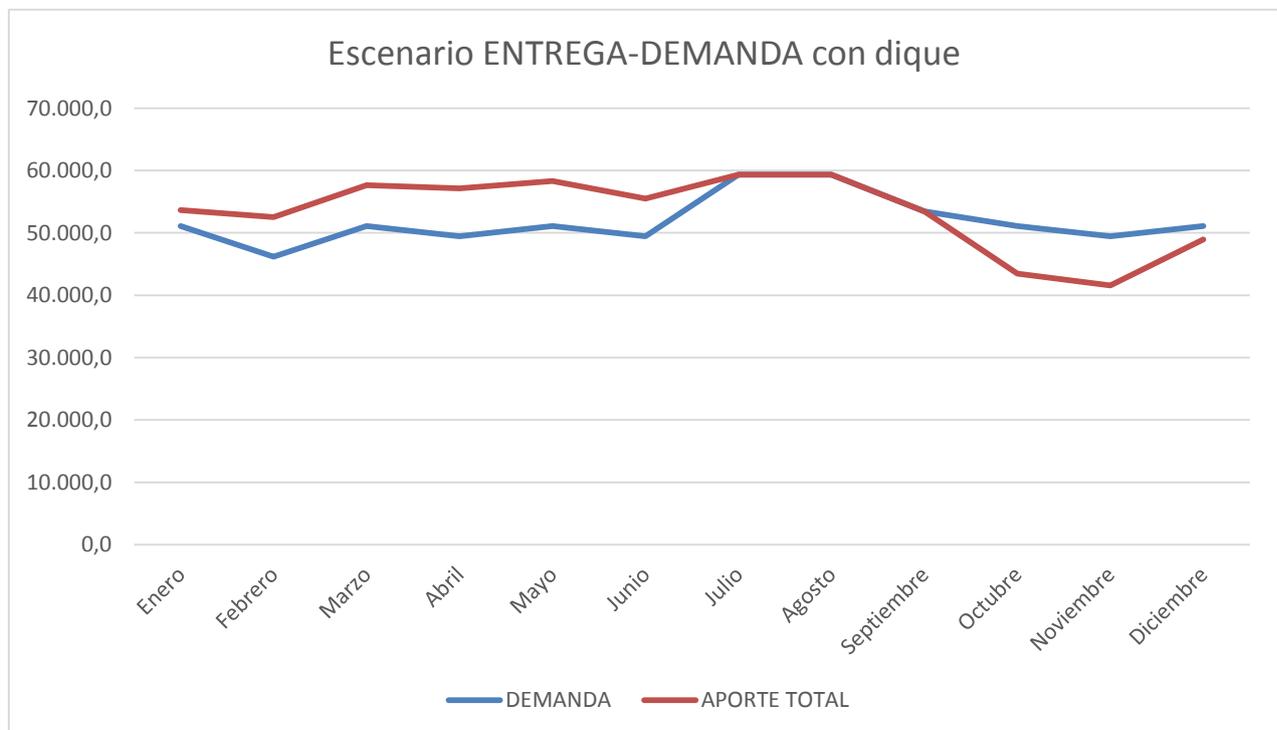


Figura 5.37. Escenario ENTREGA-DEMANDA para embalse con dique

Como podemos ver, tanto gráfica como numéricamente, es como el aporte de energía capaz de manar del embalse es insuficiente para completar todo el año, sin embargo, es visible que con la construcción de un segundo almacén, el problema estaría solucionado de manera muy ajustada.

No obstante, es posible que para culminar el estudio nos convenga estudiar algún otro tipo de solución, que abarate o facilite la generalidad del proyecto. A continuación se estudian los más llamativos para el autor:

5.8. Soluciones para completar la demanda

5.8.1. Construcción de un segundo embalse

Con la construcción de un segundo embalse que, cuanto menos, duplique la capacidad actual, no sólo cubriría los meses que ahora son deficitarios de energía, si no que permitiría crear al pueblo un colchón energético muy interesante.

Para ello, aprovechamos el espacio disponible próximo al embalse anterior. Sin embargo, ahora conocemos un dato que antes no conocíamos: a partir de las variables utilizadas en el cálculo del primer embalse recalculado, como son la pendiente del talud, la profundidad o el tamaño de su dique, podemos saber cuánta energía, aproximadamente, podremos obtener de la superficie inicial del embalse.

Conociendo como conocemos la energía que nos falta para llegar a suministrar un escenario con ENTREGA-DEMANDA ≥ 0 , esto es, como mínimo, cubrir la demanda, podemos calcular la energía que le falta por suministrar al embalse, y de ahí, calcular la que debería dar; enlazando esto, a su vez, con la superficie inicial del embalse.

Entonces, a partir de lo descrito anteriormente, tenemos:

kWh deficitarios NETOS	28.626,9
------------------------	----------

De lo que sacamos que:

$$m^3 \text{ necesarios} = 28.626,9 \text{ kWh} \cdot \frac{2 \text{ m}^3}{s} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} \cdot \frac{1}{547,40 \text{ kW}} = 376.533,52 \text{ m}^3$$

Por tanto, para cubrir la demanda con las condiciones establecidas debe cumplirse algo tal que así:

$$1,05 \text{ ha} \leftrightarrow 144.161,962 \text{ m}^3$$

$$x \text{ ha} \leftrightarrow 376.533,52 \text{ m}^3$$

$$x = 2,74 \text{ ha totales}$$

Teniendo en cuenta la extensión anterior, este nuevo depósito debe ocupar:

$$\text{Superficie segundo embalse} = 2,74 - 1,05 = 1,69 \text{ ha totales}$$

Directamente, comprobamos la situación en la zona de construcción del mismo:



Figura 5.38. Esquema del segundo embalse

A partir de los cálculos anteriores, podemos definir un embalse similar al anterior, con la misma geometría, pero directamente con el volumen que buscábamos obtenido. A este volumen, por razones anteriormente nombradas, vamos a aplicarle un factor de seguridad del 30 %, esto es, un sobredimensionamiento que garantice un mínimo de seguridad a la hora de satisfacer la demanda. Por tanto, tenemos el siguiente volumen:

$$\text{Volumen 2º embalse} = (376.533,52 \text{ m}^3 - 144.161,962 \text{ m}^3) \cdot 1,3$$

$$\text{Volumen 2º embalse} = 302.083,03 \text{ m}^3$$

A partir de esto, podemos determinar no sólo el escenario de DEMANDA-ENTREGA que vamos a obtener, sino también la energía excedente que sirva de colchón y como repartirla. Esto lo realizamos de la siguiente manera:

$$\frac{\text{Energía total del embalse}}{\text{Meses deficitarios}} = \text{energía mensual}$$

Numéricamente, esto es:

$$\text{Energía mensual} = \frac{33.926,89}{5} = 6.785,38 \text{ kWh}$$

Esto se traduce, por tanto, en que esta energía será descontada de los meses que puedan aportar energía excedentaria. Por otro lado, tenemos los meses que necesitan este aporte acumulado, de tal manera que estos tendrán la siguiente configuración:

Tabla 5.39. Energía aportada en cada mes deficitaria

	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL RESTANTE
DIF. kWh	-875,96	-4.959,86	-4.895,38	-7.851,62	-7.872,57	-2.171,51	
Energía acumulada	33.926,89	33.050,93	28.091,07	23.195,69	15.344,07	7.471,50	5.299,99

De esto, obtenemos que tenemos 5.300 kWh aproximadamente a repartir entre los meses deficitarios, dejando así un margen de error:

$$\frac{5.300 \text{ kWh excedentes}}{6 \text{ meses deficitarios}} = 1.245,3 \text{ kWh/mes}$$

Aplicando esto, finalmente obtenemos una situación DEMANDA-ENTREGA como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5.40. Primer escenario DEMANDA-ENTREGA viable

	DEMANDA	150 kWp	kWh hidrau	kWh eólicos	kWh bombeo	Aporte Total	DIF. kWh
Enero	51.090,3	14.715	19.351,4	19.598,61	0,00	53.665,1	2.574,7
Febrero	46.156,1	19.800	15.308,2	19.598,61	-6785,38	47.921,4	1.765,3
Marzo	51.090,3	26.850	13.406,9	19.598,61	-6785,38	53.070,1	1.979,8
Abril	49.445,6	27.750	11.995,2	19.598,61	-6785,38	52.558,4	3.112,9
Mayo	51.090,3	32.700	8.195,9	19.598,61	-6785,38	53.709,1	2.618,8
Junio	49.445,6	34.950	3.121,2	19.598,61	-6785,38	50.884,4	1.438,9
Julio	59.358,5	38.550	333,9	19.598,61	2121,21	60.603,7	1.245,3
Agosto	59.358,5	34.800	0,0	19.598,61	6205,11	60.603,7	1.245,3
Septiembre	53.447,7	28.950	3,7	19.598,61	6140,63	54.692,9	1.245,3
Octubre	51.090,3	22.350	1.290,1	19.598,61	9096,87	52.335,6	1.245,3
Noviembre	49.445,6	16.650	5.324,4	19.598,61	9117,82	50.690,8	1.245,3
Diciembre	51.090,3	14.775	14.545,2	19.598,61	3416,76	52.335,6	1.245,3

Donde podemos ver el resultado que se lleva buscando todo el estudio, esto es, un aporte total superior a la demanda implantada en el primer momento. Por tanto, esta es la primera solución viable que hemos obtenido.

La representación gráfica de la misma nos refleja el “colchón energético” que hemos conseguido:

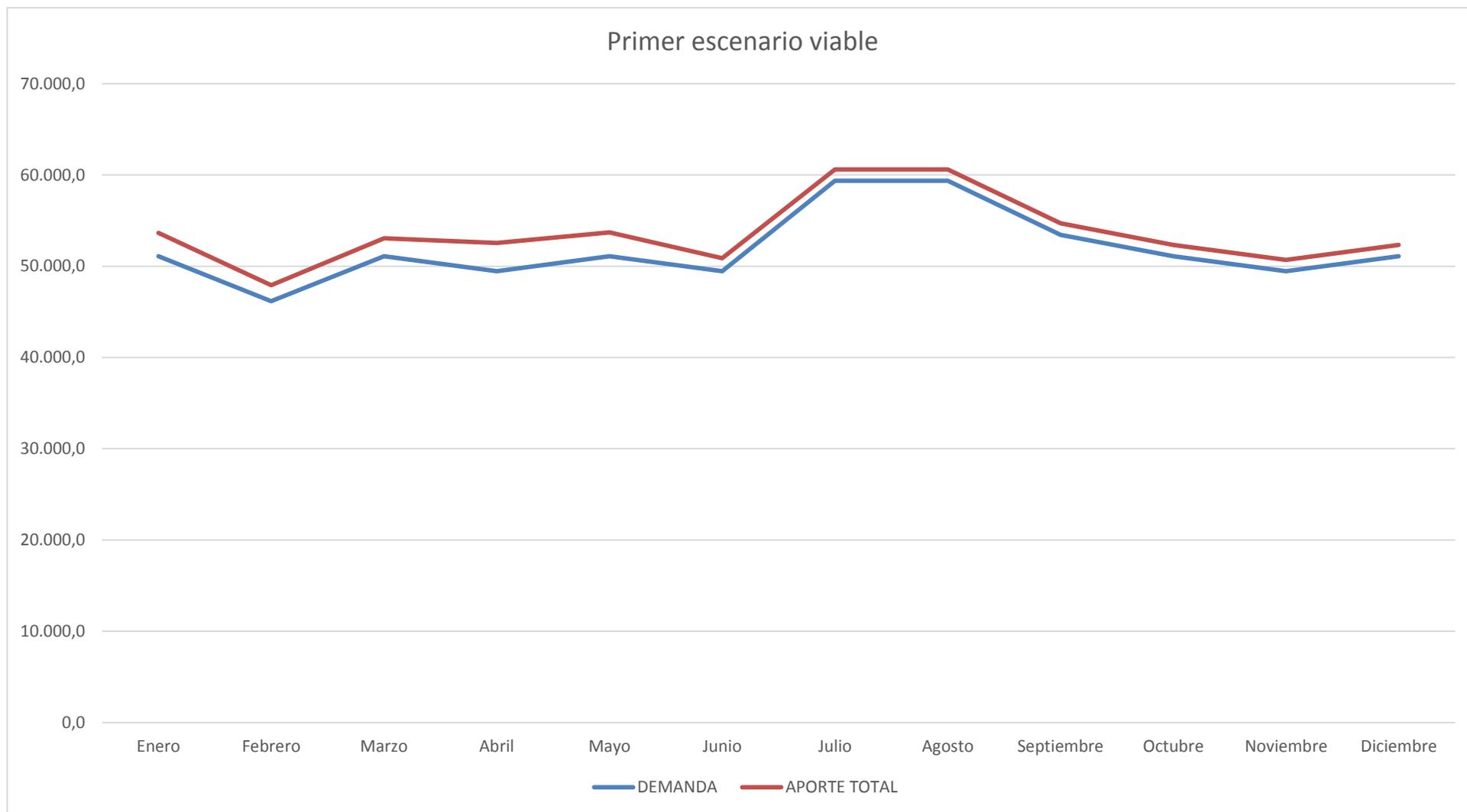


Figura 5.39. Primer escenario DEMANDA-ENTREGA viable

Si bien alcanzamos la meta buscada, lo hicimos siguiendo sólo un camino. Una vez determinado que es posible alcanzar dicho objetivo, vamos a comprobar si existen otras vías de llegar al mismo, reduciendo trabajo, abaratando el proyecto o estableciéndose mejor a las condiciones clave del mismo.

Para ello, repasamos los factores que podemos modificar, y aquellos que ya son inherentes a la propia ubicación y naturaleza del estudio:

- Demanda de la localidad ✖
- Potencia PV instalada ✓
- Energía obtenida con turbina hidráulica* ✖
- Energía obtenida con turbina eólica ✓
- Energía obtenida con depósitos de almacenamiento** ?

*Sin modificar el salto aprovechable ni tomar otros datos de caudales

**Es modificable pero dependiente de los datos finales de aporte total de todas las fuentes.

Por tanto, a partir de estos parámetros modificables, vamos a ver que obtenemos variando estos.

5.8.2. Aumento de potencia PV y consideración de segundo embalse

Si se reduce el déficit de energía, será posible reducir la capacidad del embalse, moviéndonos entre la rentabilidad de colocar más placas fotovoltaicas o excavar más metros cúbicos de tierra para conseguir el objetivo.

Después, vamos a comprobar los efectos que tiene un aumento de la potencia fotovoltaica, y viendo cómo puede variar la capacidad del embalse. Para ello, consideramos el aumento de 150 a 180 kWp instalados.

En primer lugar, realizamos el cálculo de los kWh que nos faltan:

kWh deficitarios NETOS	7.924,2
------------------------	---------

Al igual que en el apartado anterior, relacionamos esto con el número de metros cuadrados necesarios para satisfacer estos kWh:

$$m^3_{necesarios} = 7.924,2 \text{ kWh} \cdot \frac{2 \text{ m}^3}{\text{s}} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} \cdot \frac{1}{547,40 \text{ kW}} = 104.227,9 \text{ m}^3$$

Vemos por tanto que para cubrir la demanda, no sólo no es necesario construir un nuevo embalse, sino que es suficiente, en teoría, con el que disponemos construido en primera instancia, con capacidad de 144.161,962 m³, que a su vez, pueden suministrar 10960,27 kWh.

Por tanto, directamente observamos el efecto que tiene sobre el sistema el aumento de potencia fotovoltaica.

Tabla 5.41. Escenario para 180 kWp fotovoltaicos y embalse de 144.161,962 m³

	DEMANDA	180 kWp PV	kWh hidrau	kWh eólicos	kWh bombeo	Aporte Total	DIF. kWh
Enero	51.090,3	17.658	19.351,4	19.598,61	0,00	56.608,1	5.517,7
Febrero	46.156,1	23.760	15.308,2	19.598,61	-2192,05	54.282,7	8.126,6
Marzo	51.090,3	32.220	13.406,9	19.598,61	-2192,05	60.841,4	9.751,1
Abril	49.445,6	33.300	11.995,2	19.598,61	-2192,05	60.509,7	11.064,1
Mayo	51.090,3	39.240	8.195,9	19.598,61	-2192,05	62.650,4	11.560,1
Junio	49.445,6	41.940	3.121,2	19.598,61	-2192,05	60.275,7	10.830,1
Julio	59.358,5	46.260	333,9	19.598,61	0,00	66.192,5	6.834,0
Agosto	59.358,5	41.760	0,0	19.598,61	0,00	61.358,6	2.000,1
Septiembre	53.447,7	34.740	3,7	19.598,61	1518,04	55.860,3	2.412,7
Octubre	51.090,3	26.820	1.290,1	19.598,61	3381,62	54.471,9	3.381,6
Noviembre	49.445,6	19.980	5.324,4	19.598,61	4542,57	53.988,2	4.542,6
Diciembre	51.090,3	17.730	14.545,2	19.598,61	1518,04	53.391,9	2.301,5

Como podemos comprobar, se consigue suministrar energía en todo momento del año sin necesidad de dos embalses, pero con la desventaja de perder esa capacidad de almacenamiento y por tanto no poder crear una garantía de suministro mínima en todos los meses.

En la gráfica mostrada a continuación podemos observar este efecto:

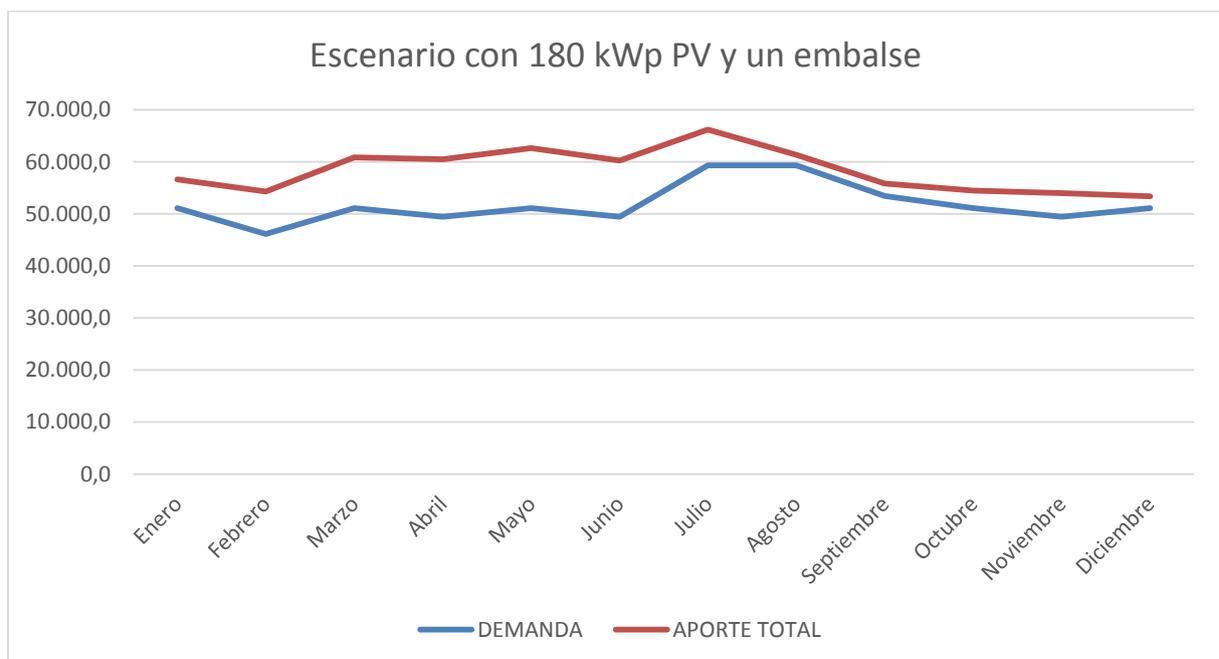


Figura 5.40. Escenario con 180 kWp PV y un embalse

5.8.3. Aumento de potencia eólica y reducción de PV

Si bien el aumento de potencia fotovoltaica no ha obtenido todos los resultados esperados, replantear la turbina utilizada para aprovechar todo el potencial eólico de la zona puede que sí nos lleve a ello. Para ello, utilizamos la turbina estudiada en el apartado 5.4.1.2. Aerogenerador de 335 kW, pero considerando ahora los 180 kWp de fotovoltaica:

Tabla 5.42. Escenario DEMANDA-ENTREGA para 335 kWh eólicos con 180 kWp PV

	DEMANDA	180 kWp PV	kWh hidrau	335 kWh eólicos	Aporte Total	DIF. kWh
Enero	51.090,3	17.658	19.351,4	35.095,79	72.105,2	21.014,9
Febrero	46.156,1	23.760	15.308,2	35.095,79	74.164,0	28.007,8
Marzo	51.090,3	32.220	13.406,9	35.095,79	80.722,7	29.632,3
Abril	49.445,6	33.300	11.995,2	35.095,79	80.391,0	30.945,4
Mayo	51.090,3	39.240	8.195,9	35.095,79	82.531,7	31.441,4
Junio	49.445,6	41.940	3.121,2	35.095,79	80.157,0	30.711,4
Julio	59.358,5	46.260	333,9	35.095,79	81.689,7	22.331,2
Agosto	59.358,5	41.760	0,0	35.095,79	76.855,8	17.497,3
Septiembre	53.447,7	34.740	3,7	35.095,79	69.839,5	16.391,8
Octubre	51.090,3	26.820	1.290,1	35.095,79	63.205,9	12.115,6
Noviembre	49.445,6	19.980	5.324,4	35.095,79	60.400,2	10.954,6
Diciembre	51.090,3	17.730	14.545,2	35.095,79	67.371,0	16.280,7

Como se puede apreciar, la turbina cubre con creces la demanda, teniendo meses con un elevado excedente energético, por tanto, vamos a considerar una reducción de fotovoltaica hasta alcanzar una situación válida para nuestros requisitos.

Tabla 5.43. Escenario DEMANDA-ENTREGA para 335 kWh con 70 kWp de PV

	DEMANDA	70 kWp PV	kWh hidrau	kWh eólicos	Aporte Total	DIF. kWh
Enero	51.090,3	6.867	19.351,4	35.095,79	61.314,2	10.223,9
Febrero	46.156,1	9.240	15.308,2	35.095,79	59.644,0	13.487,8
Marzo	51.090,3	12.530	13.406,9	35.095,79	61.032,7	9.942,3
Abril	49.445,6	12.950	11.995,2	35.095,79	60.041,0	10.595,4
Mayo	51.090,3	15.260	8.195,9	35.095,79	58.551,7	7.461,4
Junio	49.445,6	16.310	3.121,2	35.095,79	54.527,0	5.081,4
Julio	59.358,5	17.990	333,9	35.095,79	53.419,7	-5.938,8
Agosto	59.358,5	16.240	0,0	35.095,79	51.335,8	-8.022,7
Septiembre	53.447,7	13.510	3,7	35.095,79	48.609,5	-4.838,2
Octubre	51.090,3	10.430	1.290,1	35.095,79	46.815,9	-4.274,4
Noviembre	49.445,6	7.770	5.324,4	35.095,79	48.190,2	-1.255,4
Diciembre	51.090,3	6.895	14.545,2	35.095,79	56.536,0	5.445,7

Una vez llegada a esta situación, repetimos el proceso de apartados anteriores. Calculamos la energía deficitaria total:

kWh deficitarios NETOS	24.329,5
------------------------	----------

A partir de esto, obtenemos que:

$$m^3 \text{ necesarios} = 24.329,5 \text{ kWh} \cdot \frac{2 \text{ m}^3}{\text{s}} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} \cdot \frac{1}{547,40 \text{ kW}} = 320.009,29 \text{ m}^3$$

Al igual que se realizó anteriormente, calculamos el volumen dejando un margen del 30% de error; aunque en este apartado se omite el cálculo de la extensión en hectáreas del depósito, debido a la similitud entre este y el anteriormente calculado.

$$\text{Volumen 2º embalse} = (320.009,29 \text{ m}^3 - 144.161,962 \text{ m}^3) \cdot 1,3$$

$$\text{Volumen 2º embalse} = 228.601,53 \text{ m}^3$$

A partir de esto, podemos determinar no sólo el escenario de DEMANDA-ENTREGA que vamos a obtener, sino también la energía excedente que sirva de colchón y cómo repartirla. Esto lo realizamos de la siguiente manera:

$$\frac{\text{Energía total del embalse}}{\text{Meses deficitarios}} = \text{energía mensual}$$

Numéricamente, esto es:

$$\text{Energía mensual} = \frac{28.340,28}{5} = 5.668,06 \text{ kWh}$$

Por otro lado, tenemos los meses que necesitan este aporte acumulado, de tal manera que estos tendrán la siguiente configuración:

Tabla 5.44. Energía aportada en cada mes deficitaria

	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	TOTAL RESTANTE
DIF. kWh	-5.938,78	-8.022,69	-4.838,21	-4.274,44	-1.255,39	
Energía acumulada	28.340,28	22.401,50	14.378,81	9.540,60	5.266,16	4.010,77

De esto, obtenemos que tenemos 4.011 kWh aproximadamente a repartir entre los meses deficitarios, dejando así un margen de error:

$$\frac{4.010,77 \text{ kWh excedentes}}{5 \text{ meses deficitarios}} = 802,15 \text{ kWh/mes}$$

Por tanto, tenemos la siguiente tabla resumen del escenario:

Tabla 5.45 Escenario para 70 kWp fotovoltaicos y embalse de 372.763,49 m3

	DEMANDA	70 kWp PV	kWh hidrau	kWh eólicos	kWh bombeo	Aporte Total	DIF. kWh
Enero	51.090,3	6.867	19.351,4	35.095,79	-5668,06	55.646,2	4.555,8
Febrero	46.156,1	9.240	15.308,2	35.095,79	-7668,06	51.975,9	5.819,8
Marzo	51.090,3	12.530	13.406,9	35.095,79	-5668,06	55.364,6	4.274,3
Abril	49.445,6	12.950	11.995,2	35.095,79	-5668,06	54.372,9	4.927,4
Mayo	51.090,3	15.260	8.195,9	35.095,79	-3668,06	54.883,6	3.793,3
Junio	49.445,6	16.310	3.121,2	35.095,79	-	54.527,0	5.081,4
Julio	59.358,5	17.990	333,9	35.095,79	5938,78	60.160,6	802,2
Agosto	59.358,5	16.240	0,0	35.095,79	8022,69	60.160,6	802,2
Septiembre	53.447,7	13.510	3,7	35.095,79	4838,21	54.249,8	802,2
Octubre	51.090,3	10.430	1.290,1	35.095,79	4274,44	51.892,5	802,2
Noviembre	49.445,6	7.770	5.324,4	35.095,79	1255,39	50.247,7	802,2
Diciembre	51.090,3	6.895	14.545,2	35.095,79	-	56.536,0	5.445,7

Con una representación gráfica así:

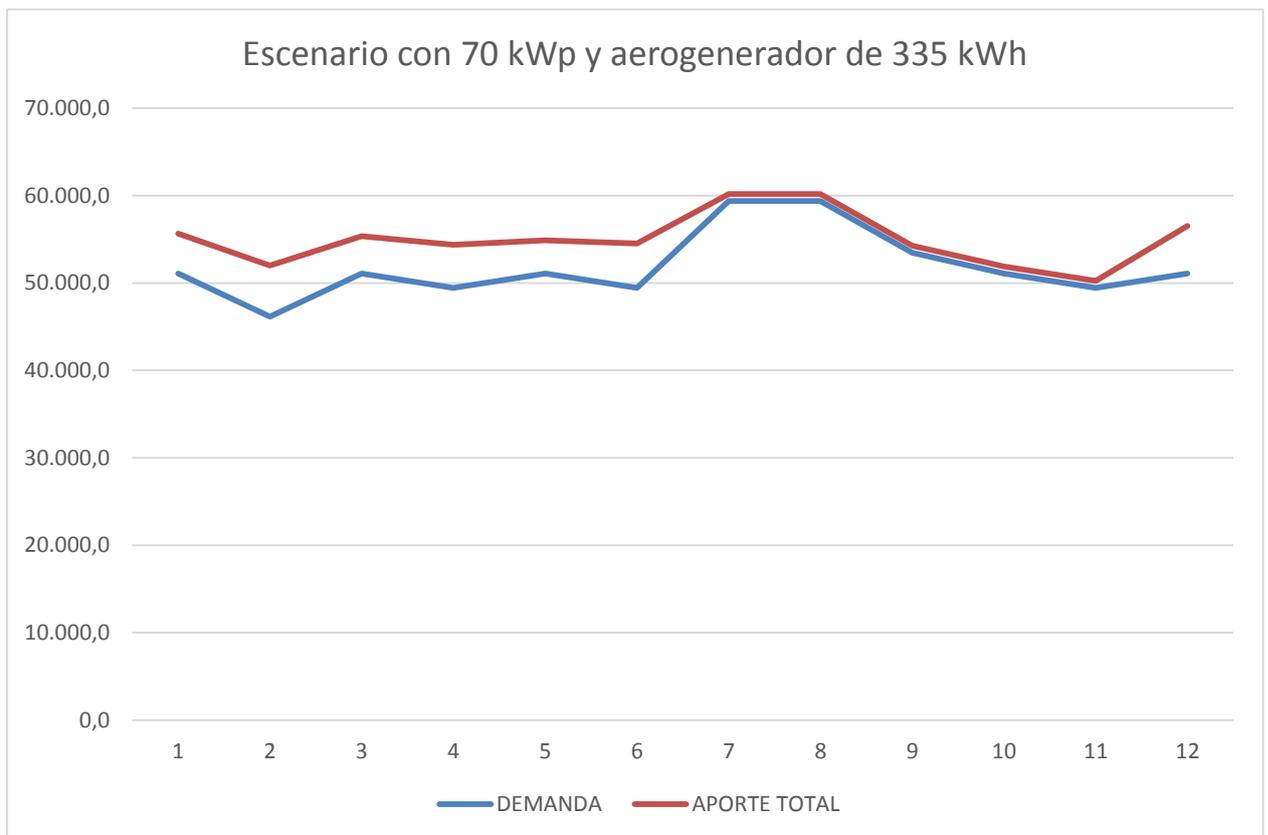


Figura 5.41. Escenario DEMANDA-ENTREGA para 70 kWp fotovoltaicos y un embalse de 372.763,49 m3

6. Análisis de las soluciones obtenidas

Las soluciones obtenidas en las páginas anteriores podrían resumirse de la siguiente manera, clasificando la misma por los medios de obtención de la energía con la cubren la demanda. Sólo se reflejan aquellas fuentes de energía diferentes entre ellos.

- **Escenario 1**, con la siguiente tecnología:
 - 150 kWp fotovoltaicos
 - Aerogenerador de 225 kW.
 - Embalses de 446.244,99 m³ totales.

- **Escenario 2**, con la siguiente tecnología:
 - 180 kWp fotovoltaicos
 - Aerogenerador de 225 kW.
 - Embalse de 144.161,962 m³ totales.

- **Escenario 3**, con la siguiente tecnología:
 - 70 kWp fotovoltaicos
 - Aerogenerador de 335 kW.
 - Embalses de 372.763,49 m³ totales.

Para el análisis y juicio de que solución es la que más se adapta a nuestro requerimiento, se van a tener en cuenta los siguientes datos para elaborar un presupuesto muy simple y general:

- ❖ Para instalaciones fotovoltaicas aisladas el coste de instalación es de 12.000 a 14.000 euros, aproximadamente, por kilowatio pico (kWp). [33]
- ❖ El coste medio por excavar un metro cúbico de tierra es de 6,5 €/m³, sin tener en cuenta coste de transporte.[34]
- ❖ El coste del kW eólico instalado es de 915 €/ kW [35]

Por tanto, aglutinando estos datos, tenemos la siguiente tabla comparativa:

Tabla 6.1. Tabla comparativa de cada escenario

	kWp PV	m ³ excavados	kW eólicos
Escenario 1	150	446.244,99	225
Escenario 2	180	144.161,96	225
Escenario 3	70	372.763,49	335

Asociando esto a cada uno de los costes anteriormente citados, tenemos que:

Tabla 6.2. Tabla comparativa de costes para cada escenario

	Coste PV	Coste excavac.	Coste kW eólico	TOTAL
Escenario 1	1.950.000,00	2.900.592,44	205.875,00	5.056.467,44
Escenario 2	2.340.000,00	937.052,75	205.875,00	3.482.927,75
Escenario 3	910.000,00	2.422.962,69	306.525,00	3.639.487,69

Por tanto, si observamos sólo el aspecto económico más general, tenemos que el proyecto más viable sería el escenario 2, esto es, aquel con mayor potencia fotovoltaica y menor capacidad de almacenamiento.

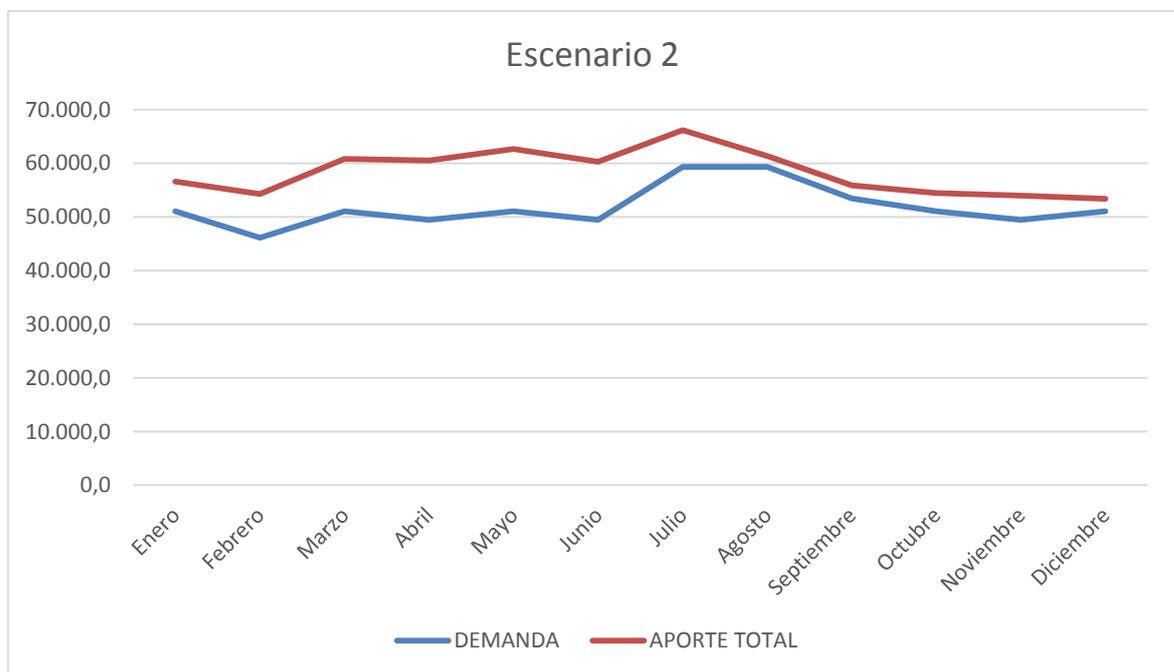


Figura 6.1. Escenario 2

Sin embargo, no sólo este proyecto se define perfectamente como el más viable económicamente, sino que a su vez consigue cumplir las condiciones de suministro energético aunque si bien con algún exceso en algún mes, deja un margen en caso de fallo en el suministro por avería o falta de cualquiera de las energías primarias que suministran la energía a la localidad.

Por tanto, podemos determinar que el escenario 2, con:

- 180 kWp fotovoltaicos
- Aerogenerador de 225 kW.
- Embalse de 144.161,962 m³ totales.
- Aprovechamiento de salto hidráulico

Es el escenario 2 el que mejor se adapta los requisitos dados inicialmente.

7. Conclusiones a este estudio

A la vista de los resultados, podemos sacar en limpio la siguiente serie de conclusiones:

- La viabilidad de un proyecto de este calibre, desde un punto de vista energético, es, cuanto menos, sostenible, puesto que con la combinación de diferentes métodos de generación de energía se ha demostrado que se puede abastecer la demanda de un pueblo pequeño de forma totalmente limpia y renovable.
- A nivel económico, sin parar a considerar el posible ahorro de una desconexión de la red, es una fuerte inversión para una localidad de este calibre, difícil de afrontar y más con las medidas de austeridad actuales.
- El hecho de no tener la posibilidad de conectar a red para el vertido de energía sobrante obliga a sobredimensionar la instalación y crear métodos de almacenamiento, que como hemos visto, son bastante caros, para poder mantener en todo momento un abastecimiento de energía constante y seguro.

Sin embargo, de este estudio, podemos hacer una serie de aclaraciones y objeciones:

- Si bien se ha procurado considerar el máximo número de factores posibles, se han omitido un buen número de los mismos que podrían haber cambiado el devenir del estudio; como puede ser la incorporación al estudio de la demanda la iluminación callejera o los sistemas de calefacción; en el ámbito hidrológico la consideración de las restricciones por parte de Conferencia Hidrográfica del Duero a la hora de desviar agua a los depósitos superiores....factores, que, por ser únicamente un estudio energético, no se han considerado, sin embargo a la hora de realizar un proyecto de características similares, si deberían tenerse en cuenta.
- Se ha omitido cualquier tipo de comparación entre el escenario actual, con conexión a red, con el escenario final propuesto, puesto que hay infinidad de aspectos y conocimientos que llevaría meses recopilar, como es el uso de la infraestructura eléctrica del pueblo con la desconexión, el trazado de las líneas de abastecimiento desde los puntos de generación a la localidad, los diferentes métodos de tarifación y amortización del proyecto....
- La solución final propuesta es sólo el principio de una solución perfectamente viable, puesto que a partir de la misma, puede optimizarse prácticamente hasta el infinito; el objetivo del estudio era encontrar esa solución dentro del ámbito y las condiciones establecidas.

Como punto final de dicho estudio, quisiera remarcar los conocimientos adquiridos a la hora de realizar este estudio, contando las veces que hubo que borrar y volver a empezar en cálculos que se deberían hacer con los ojos cerrados; la cantidad de horas invertida en cada uno de los apartados buscando obtener el mejor resultado me deja la convicción de haber

aprendido no sólo cómo enfocar un estudio de estas cualidades, si no la capacidad de enfocar un proyecto de esta envergadura con los pasos y las pautas correctas para su perfecto desarrollo.

Como opinión personal, me gustaría encontrar en un futuro no muy lejano que en nuestro país se enfocan estudios y sistemas como el aquí propuesto, buscando aunar la mejor tecnología disponible para cada situación de posibilidad energética, con el mayor respeto hacia el medio ambiente; llegando al punto de tener que echar la vista atrás para encontrar proyectos en los que se consideraba utópico no tener que depender de combustibles fósiles ni de una red general de abastecimiento.

8. Bibliografía y referencias

- [1] <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/csi/index.php>
- [2] www.elconfidencial.com
- [3] http://www.larutadelaenergia.org/energiaprimaria/v4_home.asp?v=3&b=100
- [4] http://www.ine.es/prodyser/espa_cifras/2014/files/assets/basic-html/page39.html;
<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/statistics-illustrated>
- [5] www.ree.es ; <http://www.unesa.es/sector-electrico/la-regulacion-electrica-en-espana-y-europa/regulacion-del-sistema-electrico-espanol/leyes>
- [6] <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1984-28282>
- [7] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1994-28980
- [8] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1994-28966
- [9] http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/I54-1997.html;
<http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/inform97.pdf>
- [10] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1998-23284
- [11] <https://www.boe.es/boe/dias/1998/12/30/pdfs/A44077-44089.pdf>
- [12] <http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/Paginas/Balances.aspx>
- [13] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2001-10565
- [14] http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/I53-2002.html
- [15] <http://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2003-20695>
- [16] http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/I54-1997.html
- [17] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2005-19005
- [18] <http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/energiarenovable/plan/paginas/planrenovables.aspx>
- [19] <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-10556>
- [20] <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-15595>
- [21] <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2010-17976>
- [22] http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2010-18915
- [23] <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-10904>
- [24] https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645
- [25] <http://www.centrem.cat/ecomu/upfiles/greminoticia/fitxers/A313.pdf>

-
- [26] <http://circuitor.es/es/sectores/energia/autoconsumo/guia-legalizacion-instalaciones>
- [27] Dato obtenido mediante encuesta personal, ya que el último dato conocido por el INE data de 2012
- [28] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
- [29] <http://atlaseolico.idae.es/>
- [30] <http://www.argolabe.es/aerogenerador-100kw.html>
- [31] http://www.enercon.de/p/downloads/ENE_Produkt_Spanien_0710_4.pdf
- [32] <http://www.sigpac.jcyl.es/visSL-1509/>
- [33] http://www.inega.es/informacion/preguntas_frecuentes/enerxia_solar_fotovoltaica.html?idioma=es
- [34] Dato obtenido de Trabajo Fin de Grado de otro compañero.
- [35] <http://www.appa.es/descargas/prensa/notasprensa/12articulos-15.htm>

ANEXOS

ANEXO A. TABLAS UTILIZADAS EN EL CÁLCULO DE LA DEMANDA DE LA LOCALIDAD DE ESTUDIO

Escenario “Consumo Regular”

Tabla 1A.Anexo. Dispositivos y potencia instalada correspondiente en las viviendas de la localidad

156 VIVIENDAS TOTALES					
	Electrodoméstico	Nº dispositivos	Potencia (W)	Horas fº/día	W·h /día
Cocina	Iluminación	312	40	5	62400
	Nevera Combi A+ 220 l	156	200	6	187200
	Microondas	156	800	1	124800
	Vitrocerámica	156	1000	3	468000
	TV 17” LED	156	35	4	21840
Salón	TV 42” LED	156	140	6	131040
	Ordenador	156	80	3	37440
	Router WIFI	156	12	24	44928
	Teléfono inalámbrico	156	25	1	3900
	Iluminación Salón	468	7	6	19656
Baño	Lavadora 7 Kg	156	2000	1,5	468000
	Secador pelo	156	800	0,5	62400
	Cepillo eléctrico	156	1,1	1	171,6
	Iluminación Baño	156	7	1	1092
Garaje	Arcón congelador	156	130	8	162240
	Iluminación	156	10	1	1560
	Motor eléctrico	156	400	0,5	31200
Habitaciones	Iluminación	624	7	2	8736
	Cargador Móvil	624	5	2X2	12480
	Mini-cadena	156	70	4	43680
TOTAL					1892763,6

Tabla 2A.Anexo. Dispositivos y potencia instalada correspondiente en la industria de la localidad

Fábrica de Gaseosas Calderón				
	Nº máquinas	Potencia (W)	Horas func./ semana	W·h/ semana
Lavadora de botellas	1	1200	3	3600
Cinta transportadora 1	1	400	3	1200
Cinta transportadora 2	1	500	4	2000
Embotelladora	1	1400	4	5600
Iluminación	4	15	4	240
Compresor de aire comprimido 200 L	1	2200	6	13200

Tabla 3A. Anexo. Dispositivos y potencia instalada correspondiente en los establecimientos de ocio de la localidad

BARES				
	Nº máquinas	Potencia (W)	Horas func./ día	W·h/día
Cámara frigorífica	2	2200	8	105600
Extractor	1	750	1	2250
Cafetera	1	1800	1,5	8100
Expositor Tapas	1	600	4	7200
Microondas	1	900	1	2700
Iluminación	12	10	13	4680

Escenario “Consumo Estival”

Tabla1B.Anexo. Dispositivos y potencia instalada correspondiente en las viviendas de la localidad

194 VIVIENDAS TOTALES					
	Electrodoméstico	Nº dispositivos	Potencia (W)	Horas fe/día	W·h /día
Cocina	Iluminación	388	40	2	31040
	Nevera Combi A+ 220 l	194	200	10	388000
	Microondas	194	800	1	155200
	Horno	194	900	2	349200
	Vitrocerámica	194	1000	3	582000
	TV 17" LED	194	35	2	13580
Salón	TV 42" LED	194	140	4	108640
	Ordenador	194	80	2	31040
	Router WIFI	194	12	24	55872
	Teléfono inalámbrico	194	25	1	4850
	Ventilador	2	50	5	97000
	Iluminación	194	7	2	2716
Baño	Lavadora 7 Kg	194	2000	1,5	582000
	Secador pelo	194	800	0,5	77600
	Cepillo eléctrico	194	1,1	1	213,4
	Iluminación Baño	194	7	1	1358
Garaje	Arcón congelador	194	130	15	378300
	Iluminación	194	10	0,5	970
	Motor eléctrico	194	400	2	155200
Habitaciones	Iluminación	776	7	0,5	2716
	Cargador Móvil	776	5	2X2	15520
	Mini-cadena	194	70	3	40740
				TOTAL	3073755,4

Tabla 2B.Anexo. Dispositivos y potencia instalada correspondiente en la industria de la localidad

	Fábrica de Gaseosas Calderón			
	Nº máquinas	Potencia (W)	Horas func./ semana	W·h/ semana
Lavadora de botellas	1	1200	6	7200
Cinta transportadora 1	1	400	6	2400
Cinta transportadora 2	1	500	8	4000
Embotelladora	1	1400	8	11200
Iluminación	4	15	3	180
Compresor de aire comprimido 200 L	1	2200	10	22000

Tabla 3B.Anexo. Dispositivos y potencia instalada correspondiente en los establecimientos de ocio de la localidad

	BARES			
	Nº máquinas	Potencia (W)	Horas func./ día	W·h/día
Cámara frigorífica	2	2200	18	237600
AC	1	4000	8	96000
Extractor Aseo	1	750	1	2250
Cafetera	1	1800	3	16200
Expositor Tapas	1	600	8	14400
Microondas	1	900	2	5400
Iluminación	12	10	5	1800

ANEXO B. TABLA OBTENIDA DEL ANUARIO DE AFOROS DE CONFERENCIA HIDROGRÁFICA DEL DUERO

Niveles de agua y caudales

Lista anual

Año hidrológico 2010-2011

Área de la cuenca : 659 km²
 Cota cero escala : Nivel medi +724,00 m
 Posición : 2,60 km centro

H Q
 m m³/s

Nivel : Morales de Rey
 Corriente : Eria
 Estación N° : 02082
 Explotador : -

Día	Oct		Nov		Dic		Ene		Feb		Mar		Abr		Mayo		Jun		Jul		Ago		Sep	
	Nivel	Caudal																						
	m	m ³ /s																						
1	0,00	0,000	0,5+	3,16	0,61	+0,1	0,75	7,2+	0,71	6,62	0,7+	7,68	0,9+	1+,3	0,77	8,51	0,63	+5,6	0,18	0,483	0,00	0,000	0,00	0,000
2	0,00	0,000	0,51	2,86	0,61	3,2+	0,73	7,08	0,70	6,43	0,73	7,3+	0,93	1+,0	0,80	9,50	0,63	+3,6	0,17	0,436	0,00	0,000	0,00	0,000
3	0,00	0,000	0,41	1,96	0,60	3,75	0,72	6,83	0,70	6,27	0,72	7,08	0,93	1,39	0,77	8,48	0,62	+1,0	0,18	0,486	0,00	0,000	0,00	0,000
4	0,00	0,000	0,41	1,93	0,60	3,66	0,71	6,73	0,69	6,06	0,72	6,96	0,91	1,3+	0,75	7,2+	0,69	3,57	0,20	0,583	0,00	0,000	0,00	0,000
5	0,01	0,000	0,40	1,85	0,61	+0,0	0,7+	7,61	0,68	5,77	0,73	7,11	0,88	1,20	0,7+	7,68	0,57	3,3+	0,18	0,483	0,00	0,000	0,00	0,000
6	0,01	0,001	0,42	2,11	1,15	2,50	0,83	10,5	0,67	5,38	0,73	7,2+	0,85	1,12	0,7+	7,48	0,60	3,9+	0,17	0,445	0,00	0,000	0,00	0,000
7	0,01	0,001	0,38	1,73	1,66	4,4+	1,6+	4,6	0,66	5,13	0,72	6,99	0,8+	1,08	0,7+	7,42	0,69	6,00	0,15	0,346	0,00	0,000	0,00	0,000
8	0,01	0,001	0,33	1,36	1,63	4,83	1,93	8,7	0,65	+9,1	0,72	6,8+	0,83	1,05	0,73	7,31	0,6+	+8,0	0,15	0,344	0,00	0,000	0,00	0,000
9	0,27	0,970	0,3+	1,4+	1,43	37,3	2,02	72,1	0,6+	+7,7	0,71	6,70	0,83	1,03	0,73	7,27	0,63	+3,9	0,15	0,332	0,00	0,000	0,00	0,000
10	0,62	5,62	0,28	+2,0	1,00	16,9	1,38	3+,3	0,6+	+6,2	0,71	6,99	0,82	1,02	0,72	6,98	0,61	3,68	0,1+	0,325	0,00	0,000	0,00	0,000
11	0,66	3,36	0,66	5,15	0,91	13,3	1,12	21,7	0,6+	+5,8	0,71	6,50	0,81	9,92	0,71	6,57	0,59	3,66	0,15	0,342	0,00	0,000	0,00	0,000
12	0,46	2,39	0,60	3,83	0,85	11,2	0,98	15,9	0,63	+4,3	0,70	6,45	0,81	9,91	0,71	6,57	0,56	3,21	0,15	0,336	0,00	0,000	0,00	0,000
13	0,41	1,85	0,60	3,66	0,81	9,83	0,91	13,5	0,63	+3,8	0,70	6,41	0,80	9,99	0,77	8,52	0,5+	3,08	0,16	0,377	0,00	0,000	0,00	0,000
14	0,36	1,81	0,59	3,63	0,78	8,75	0,89	12,6	0,63	+5,2	0,70	6,40	0,79	9,20	0,81	9,8+	0,51	2,8+	0,17	0,426	0,00	0,000	0,00	0,000
15	0,37	1,85	0,76	8,1+	0,7+	7,85	0,85	11,1	0,6+	+8,2	0,79	9,36	0,77	8,5+	0,75	7,72	0,47	2,42	0,15	0,368	0,00	0,000	0,00	0,000
16	0,35	1,51	0,70	6,25	0,72	7,08	0,82	10,2	0,67	5,43	0,87	11,8	0,76	8,08	0,72	7,08	0,4+	2,20	0,13	0,284	0,00	0,000	0,03	0,04+
17	0,3+	1,43	0,6+	+8,0	0,71	6,77	0,81	9,85	0,78	8,91	0,82	9,96	0,75	7,77	0,70	6,30	0,43	2,11	0,13	0,271	0,00	0,000	0,0+	0,048
18	0,32	1,32	0,6+	+7,9	0,71	6,61	0,81	9,77	0,75	7,70	0,80	9,58	0,7+	7,99	0,68	5,73	0,40	1,88	0,12	0,251	0,00	0,000	0,00	0,000
19	0,28	1,03	0,63	+4,4	0,70	6,42	0,81	9,69	0,75	7,78	0,80	9,28	0,7+	7,57	0,68	5,67	0,36	1,59	0,10	0,162	0,00	0,000	0,00	0,000
20	0,22	0,967	0,67	5,68	0,68	5,77	0,80	9,50	0,80	9,51	0,79	9,06	0,77	8,46	0,68	5,79	0,3+	1,4+	0,10	0,184	0,00	0,000	0,00	0,000
21	0,22	0,968	0,78	8,68	0,70	6,39	0,79	9,10	0,80	9,50	0,78	8,65	0,8+	1,08	0,66	5,2+	0,32	1,31	0,09	0,151	0,00	0,000	0,00	0,000
22	0,23	0,705	0,7+	7,66	0,75	7,58	0,78	8,71	0,82	10,1	0,76	8,14	0,8+	1,09	0,66	5,2+	0,30	1,17	0,08	0,123	0,00	0,000	0,00	0,000
23	0,22	0,697	0,71	6,78	0,81	9,67	0,76	8,27	0,83	10,4	0,76	8,27	0,85	1,10	0,65	+9,0	0,27	0,588	0,07	0,088	0,00	0,000	0,00	0,000
24	0,22	0,673	0,70	6,4+	0,76	8,23	0,7+	7,83	0,81	9,70	0,82	10,0	0,83	1,03	0,66	+9,3	0,27	0,577	0,07	0,085	0,00	0,000	0,00	0,000
25	0,22	0,682	0,68	5,79	0,72	7,01	0,73	7,15	0,80	9,40	0,82	13,8	0,81	9,88	0,6+	+7,7	0,26	0,520	0,07	0,084	0,00	0,000	0,00	0,000
26	0,22	0,683	0,65	5,00	0,71	6,71	0,72	6,88	0,79	9,12	1,02	17,7	0,78	8,56	0,6+	+8,1	0,26	0,507	0,07	0,102	0,00	0,000	0,00	0,000
27	0,22	0,683	0,6+	+6,6	0,71	6,48	0,72	6,99	0,78	8,75	1,27	29,2	0,76	8,29	0,66	+8,6	0,25	0,848	0,07	0,088	0,00	0,000	0,00	0,000
28	0,22	0,699	0,63	+3,4	0,70	6,37	0,73	7,16	0,77	8,3+	1,23	27,0	0,75	7,86	0,63	+4,7	0,2+	0,776	0,06	0,099	0,00	0,000	0,00	0,000
29	0,21	0,620	0,62	+4,0	0,70	6,30	0,73	7,10			1,05	18,7	0,7+	7,88	0,63	+4,3	0,21	0,848	0,05	0,051	0,00	0,000	0,01	0,000
30	0,22	0,65+	0,62	+0,8	0,70	6,33	0,72	6,97			1,00	16,9	0,7+	7,85	0,63	+5,7	0,20	0,570	0,03	0,023	0,00	0,000	0,01	0,000
31	0,31	1,25			0,72	6,81	0,72	6,79			0,87	15,6			0,6+	+6,6			0,02	0,008	0,00	0,000		
Max:	0,78	8,69	0,80	9,37	1,95	67,1	2,29	90,1	0,84	11,0	1,43	36,8	0,96	14,7	0,83	10,4	0,72	7,02	0,21	0,640	0,01	0,000	0,08	0,157
Día:	10	10	20	20	8	8	9	9	22	22	27	27	1	1	14	14	7	7	1	1	1	1	16	16
Mín:	0,00	0,000	0,33	1,36	0,60	3,66	0,71	6,73	0,63	+3,8	0,70	6,40	0,7+	7,57	0,63	+4,3	0,20	0,570	0,02	0,008	0,00	0,000	0,00	0,000
Día:	1	1	8	8	+	+	+	+	13	13	14	14	19	19	29	29	30	30	31	31	2	2	1	1
Q Mediom ³ /s:		1,02		+3,6		11,5		15,3		6,90		10,6		10,0		6,48		2,56		0,264		0,000		0,000
Aportación(m ³ /s):		2,7+		11,27		30,89		+1,03		16,70		28,4+		25,56		17,37		6,61		0,71		0,00		0,01