



**ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA
INSTALACIÓN DE UNA PLANTA
FOTOVOLTAICA EN UNA ESTACIÓN DE
TRATAMIENTO DE AGUA POTABLE**

**FEASIBILITY STUDY OF THE
INSTALLATION OF A PHOTOVOLTAIC
POWER PLANT IN A POTABLE WATER
TREATMENT STATION**

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN HIDROLOGÍA
Y GESTIÓN DE RECURSOS HÍDRICOS**

Presentado por:

D^a AINARA HERREROS BILBAO

Dirigido por:

Dr. ALBERTO DEL VILLAR GARCÍA

Alcalá de Henares, a 07 de febrero de 2022

ÍNDICE

RESUMEN.....	7
1. INTRODUCCIÓN.....	8
2. JUSTIFICACIÓN.....	10
3. OBJETIVOS.....	12
3.1 Objetivos generales.....	12
3.2 Objetivos específicos.....	12
4. METODOLOGÍA.....	13
5. CASO DE ESTUDIO.....	16
5.1 Estación de tratamiento de agua potable.....	16
5.1.1 Caudal de producción.....	17
5.1.2 Demanda de agua potable.....	17
5.1.3 Horas de funcionamiento.....	19
5.1.4 Potencias.....	19
5.1.5 Consumo energético.....	20
5.2 Planta fotovoltaica.....	21
5.2.1 Potencia del campo solar.....	23
5.2.2 Potencia de la instalación.....	23
5.2.3 Producción de energía eléctrica.....	24
5.2.4 Modo isla.....	24
6. MODELO ECONÓMICO COMPARATIVO.....	27
6.1 Análisis financiero.....	27
6.1.1 Coste de la inversión.....	27
6.1.2 Subvenciones.....	28
6.1.3 Coste anual equivalente.....	28
6.1.4 Coste de explotación.....	29
6.1.5 Coste financiero anual total.....	33
6.2 Análisis económico.....	34
6.2.1 Beneficios de efecto directo.....	35
6.2.2 Beneficios de tipo externalidad.....	37
6.2.3 Costes de oportunidad.....	40
6.2.4 Coste económico anual total.....	43
7. RESULTADOS.....	43
8. DISCUSIÓN.....	45

9. CONCLUSIONES.....	46
10. BIBLIOGRAFÍA.....	47
11. ANEJOS.....	50
11.1 Anejo A. Población abastecida.....	50
11.2 Anejo B. Efecto fotoeléctrico.....	50
11.3 Anejo C. Tecnología PERC.....	51
11.4 Anejo D. Precio de la energía eléctrica.....	52
11.5 Anejo E. Precio de la producción de la energía.....	54
11.6 Anejo F. Origen del mix de producción de la energía.....	54
11.7 Anejo G. Precios sombra del CO ₂	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución anual de la producción bruta total de energía (GWh) por tecnología en el sistema eléctrico nacional.....	9
Figura 2. Vista aérea de la ETAP de Venta Alta, Arrigorriaga.....	16
Figura 3. Campo solar instalado sobre la cubierta del depósito.....	21
Figura 4. Inversor de la instalación fotovoltaica.....	22
Figura 5. Vista aérea de la cubierta del depósito.....	23
Figura 6. Vista aérea de las cubiertas de los depósitos.....	26
Figura 7. Ejemplo de la tendencia del patrón semanal de consumo de agua potable.....	30
Figura 8. Tecnologías en el programa diario base de funcionamiento en España.....	34
Figura 9. Ahorro en el coste de CO ₂ de las plantas fotovoltaicas.....	38
Figura 10. Emisión de electrones en una placa metálica	51
Figura 11. Esquema de paneles solares con tecnología PERC.....	51
Figura 12. Precios sombra del CO ₂	55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencias de la ETAP	20
Tabla 2. Energía anual consumida en la ETAP de Venta Alta.....	20
Tabla 3. Distribución de la energía en la ETAP.....	24
Tabla 4. Distribución de la producción de agua potable a partir de energía fotovoltaica del campo solar instalado sobre un depósito.....	25
Tabla 5. Desglose estimado de los costes de la obra.....	27

Tabla 6. Coste anual equivalente.....	29
Tabla 7. Precio de la energía	29
Tabla 8. Coste anual de la energía externa.....	31
Tabla 9. Coste anual de la energía externa con planta fotovoltaica sobre un depósito.....	31
Tabla 10. Coste anual de la energía externa con planta fotovoltaica sobre dos depósitos.....	32
Tabla 11. Coste anual de mantenimiento.....	32
Tabla 12. Coste financiero anual total.....	33
Tabla 13. Coste financiero anual total adicional.....	33
Tabla 14. Precios marginales de producción de la energía.....	35
Tabla 15. Porcentajes del origen de la energía del mix medio de producción.....	35
Tabla 16. Precio marginal del mix medio de producción de energía.....	35
Tabla 17. Reducción del coste anual de la energía.....	36
Tabla 18. Coste de interrupción de suministro de energía.....	36
Tabla 19. Reducción del coste anual por seguridad y confiabilidad.....	37
Tabla 20. Coste anual de CO2.....	38
Tabla 21. Reducción coste anual de CO2.....	38
Tabla 22. Emisiones anuales asociadas a la generación de energía en España.....	39
Tabla 23. Emisiones anuales asociadas a la ETAP.....	39
Tabla 24. Coste unitario otros contaminantes.....	40
Tabla 25. Coste anual otros contaminantes.....	40
Tabla 26. Reducción coste anual otros contaminantes.....	40
Tabla 27. Coste anual de la energía externa con central fotovoltaica sobre un depósito.....	41
Tabla 28. Coste anual de la energía externa con central fotovoltaica sobre un depósito.....	42
Tabla 29. Coste económico anual total adicional.....	43
Tabla 30. Comparativa costes financieros y económicos.....	44
Tabla 31. Población abastecida desde la ETAP de Venta Alta.....	50
Tabla 32. Precio de la electricidad en 2016.....	52
Tabla 33. Precio de la electricidad en 2017.....	52
Tabla 34. Precio de la electricidad en 2018.....	53
Tabla 35. Precio de la electricidad en 2019.....	53
Tabla 36. Precio de la electricidad en 2020.....	53
Tabla 37. Precios marginales de producción de la energía.....	54
Tabla 38. Porcentajes del origen de la energía del mix medio de producción.....	54

TABLA DE ABREVIATURAS

BEI: Banco Europeo de Inversiones

CABB: Consorcio de Aguas Bilbao Bizkaia

CAE: Coste anual equivalente

caepre: Coste anual equivalente preexistente

caemupre: Coste anual equivalente de inversión y de mantenimiento unitario preexistente

CAV: Comunidad Autónoma Vasca

CCM: Centro de control de motores

CDBT: Centro de distribución de naja tensión

cmpr: Coste de mantenimiento preexistente

CO₂: Carbono dióxido

COVNM: Compuestos orgánicos volátiles no metánicos

CT: Centro de transformación

€: Euro

Σ: Sumatorio

eq: Equivalente

EVE: Ente Vasco de la Energía

FV: Fotovoltaica

GEI: Gases de efecto invernadero

GWh: Gigavatio hora

ETAP: Estación de tratamiento de agua potable

h: Hora

kV: Kilovoltio

kWh: Kilovatio hora

L: Litro

m³: Metro cúbico

MWh: Megavatio hora

NEEDS: New Energy Externalities Deelopment for Sustainability (programa de investigación financiado con fondos europeos)

NH₃: Amoniac

NO_x: Óxidos de nitrógeno

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

PM_{2,5}: Material particulado

ree: Red Eléctrica de España

s: Segundo

SAI: Sistema de alimentación ininterrumpida

SO₂: Dióxido de azufre

t: Tonelada

Vcc: Voltios en corriente continua

Vca: Voltios en corriente alterna

RESUMEN

El presente trabajo parte de la dualidad agua-energía sobre la que hoy en día se plantean diversas líneas de actuación como son la gestión del agua y/o la energía, la optimización de los procesos en los que estos recursos están implicados, etc. Este estudio se centra en la gestión de la demanda de la energía para la producción de agua potable y analiza la viabilidad de la instalación de una planta fotovoltaica en una estación de tratamiento de agua potable.

La planta fotovoltaica es una instalación que capta la energía solar y la transforma en energía eléctrica, forma en la que puede ser consumida por la estación de tratamiento de agua potable. Por tanto, se trata de una planta que proporciona energía limpia y que sirve para satisfacer una necesidad básica de la población, como es el acceso al agua potable.

El estudio desarrolla un modelo económico comparativo entre la situación en la que la estación de tratamiento de agua potable es provista de energía desde la red eléctrica y el escenario en el que ésta dispone de una planta fotovoltaica para su autoabastecimiento. Para ello, se lleva a cabo el análisis financiero y el económico, mediante el cual se introduce la valoración de aspectos socioambientales.

Los resultados de este trabajo muestran los beneficios aportados por la planta fotovoltaica, así como la importancia del marco legislativo vigente, el cual resulta decisivo de cara a justificar la inversión en instalaciones de energía sostenible que favorecen la correcta gestión de los recursos energéticos.

1 INTRODUCCIÓN

Agua y Energía constituyen dos pilares de nuestra civilización. Se trata de dos recursos esenciales tanto para el desarrollo de la vida diaria como para el crecimiento económico y social, que presentan una estrecha relación bidireccional, dependiendo el uno del otro en muchos aspectos.

“El agua es un recurso natural escaso, indispensable para la vida y para el ejercicio de la inmensa mayoría de las actividades económicas; es irremplazable, no ampliable por la mera voluntad del hombre, irregular en su forma de presentarse en el tiempo y en el espacio, fácilmente vulnerable y susceptible de usos sucesivos” (BOE, 1985). “Se trata de un recurso vital y es una de las fuentes más importantes de generación de energía; es renovable y de gran capacidad de acumulación, alta flexibilidad, rapidez de respuesta y elevada potencia unitaria (Quirola, 2019).

En un principio la relación del agua con la energía se limitaba a la producción de energía hidroeléctrica. A lo largo de la historia hemos sido testigos del nacimiento de diferentes dispositivos hidráulicos que permitían un aprovechamiento de la energía del agua, estableciéndose así los fundamentos de la producción hidroeléctrica (Valdezate, 2020). “Es una producción que en las últimas décadas se ha explotado notablemente aunque hoy en día podría decirse que dicha producción ha tocado techo en los países desarrollados ya que las grandes instalaciones ya están realizadas, las experiencias negativas no escasean y son muchas las alteraciones del medio natural que lleva asociadas” (Valdezate, 2020).

Desde hace unos años se empieza a tener en cuenta la relación inversa: energía para el agua, ya que para garantizar un suministro de agua potable de calidad a la población es necesario un consumo de energía (Valdezate, 2020). Cabe recordar que el 28 de julio de 2010, la Asamblea General de las Naciones Unidas reconoce explícitamente que el derecho al agua potable es un derecho humano esencial para el pleno disfrute de la vida y de todos los derechos humanos (Naciones Unidas, 2010), lo que implica una mayor necesidad de energía para asegurar el acceso al agua potable a toda la ciudadanía mundial.

Según Valdezate (2020) a esta última ecuación deben sumarse dos factores claves. Por un lado, el agua es un recurso limitado. Tan solo un 3% del agua de la tierra es dulce, del cual solamente un 1% se encuentra en estado líquido presentando, generalmente, una condición no apta para consumo humano. Por otro lado, el consumo de energía lleva asociado la emisión de gases de efecto invernadero, en adelante GEI, principales causantes del calentamiento global.

España es uno de los países de Europa con mayor dependencia energética exterior. No obstante, la penetración progresiva de las energías renovables en el sistema energético, junto a los avances en eficiencia energética, ha contribuido a mejorar el grado de autoabastecimiento nacional, minimizando con ello el impacto sobre el saldo del comercio exterior de la aun elevada dependencia energética, alrededor de un 73,8% en lo que a energía primaria respecta (Gobierno de España, 2020).

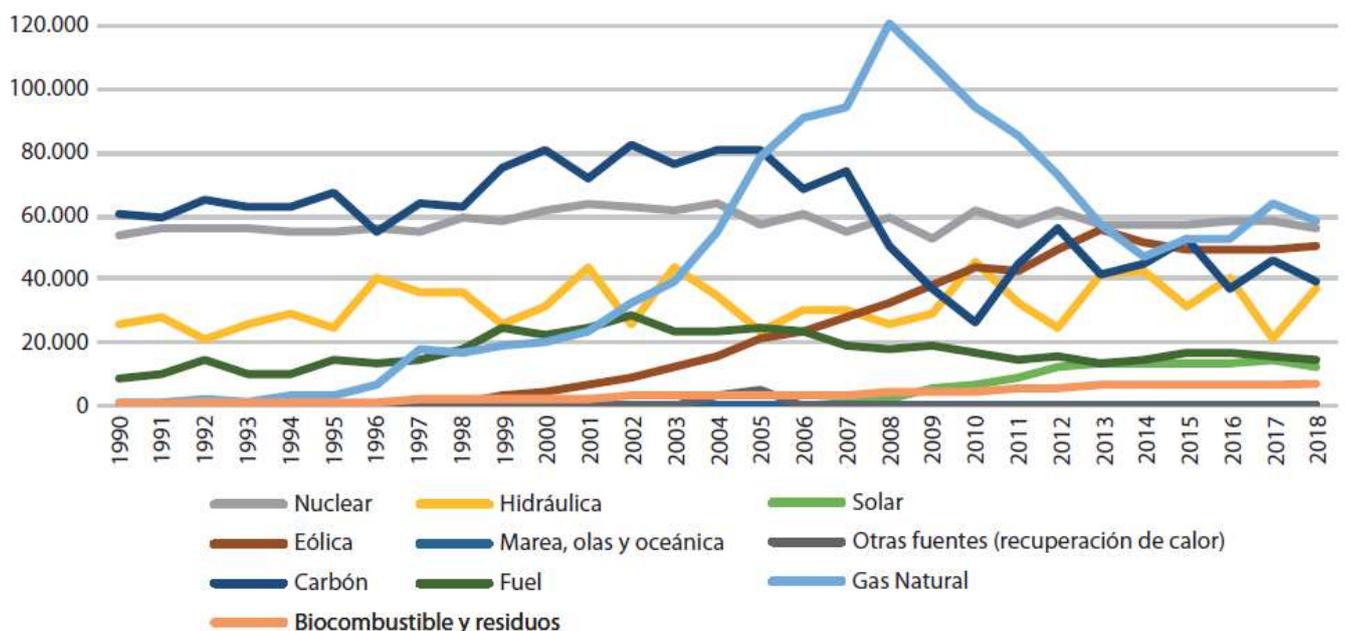


Figura 1. Evolución anual de la producción bruta total de energía (GWh) por tecnología en el sistema eléctrico nacional (Tomado de Gobierno de España, 2020).

La evolución de estos dos recursos no es paralela, sino que hay una relación muy estrecha entre ambos determinada en gran medida por múltiples factores. Los avances en materia de agua afectarán en mayor o menor medida a la energía, y viceversa. Por ello, el futuro de la sostenibilidad pasa en gran medida por conseguir que ambos recursos optimicen su eficiencia para dar salida a las futuras exigencias de producción.

2 JUSTIFICACIÓN

Debido al grave impacto medio ambiental que se causa a raíz del consumo de ciertas fuentes de energía, durante los últimos años se ha promovido el empleo de fuentes renovables. Asimismo, con el fin de mitigar los daños sobre el planeta, se han desarrollado políticas de sostenibilidad energética.

En la Comunidad Autónoma Vasca, en adelante CAV, el instrumento de planificación que recoge los fundamentos de la política energética es el plan de Estrategia Energética de Euskadi. El plan que actualmente se encuentra en vigor es el plan de Estrategia Energética Euskadi 2030, mediante el cual se definen los objetivos y las líneas básicas de actuación del Gobierno Vasco en materia de política energética para el período 2016-2030. Esta estrategia se enmarca dentro de una visión a más largo plazo para alcanzar un sistema energético cada vez más sostenible en términos de competitividad, seguridad del suministro y bajo en carbono. Los objetivos que se plantean en la agenda 2030 son (Ente Vasco de la Energía, 2017):

1. Alcanzar un ahorro de energía primaria (todas las fuentes de energía naturales en su forma original e inalterada).
2. Potenciar el uso de energías renovables.
3. Promover un compromiso ejemplar de la administración pública vasca.
4. Incrementar el uso de energías alternativas en el transporte por carretera, incidiendo en la progresiva desvinculación del petróleo y la utilización de vehículos más sostenibles.
5. Aumentar la participación de la cogeneración y las renovables para generación eléctrica.
6. Potenciar la competitividad de la red de empresas, centros tecnológicos y agentes científicos vascos.
7. Contribuir a la mitigación del cambio climático mediante la reducción de gases de efecto invernadero debido a las medidas energéticas.

Respecto al tercero de los objetivos, cabe subrayar que el objetivo es doble. Por un lado, se pretende reducir el consumo energético, puesto que el consumo de energía en las administraciones vascas representa aproximadamente un 30% del consumo del sector servicios en la CAV y, por otro lado, se busca fomentar el papel ejemplarizante que la administración pública debe tener a la hora de establecer medidas, incorporando servicios y

tecnologías innovadores (Ente Vasco de la Energía, 2017).

Asimismo, desde la entrada en vigor de la ley de sostenibilidad energética de la CAV, las administraciones públicas vascas deben exigir en las licitaciones para la compra de energía eléctrica que el 100% de la energía adquirida sea de origen renovable. Además, cada administración pública vasca deberá lograr para el año 2030 que, en el conjunto de sus edificios, se disponga de instalaciones de aprovechamiento de energías renovables suficientes para abastecer el 32% del consumo de la citada administración, incluyendo tanto sistemas de aprovechamiento térmico, como de generación eléctrica (BOE, 2019).

En vista de la necesidad y vital importancia del agua potable, cuyo abastecimiento a la población es competencia de los ayuntamientos (BOE, 1985), así como del daño medio ambiental que se causa para su producción en función de la fuente de energía empleada, se plantea estudiar la viabilidad económica de la instalación de una planta fotovoltaica en una estación de tratamiento de agua potable, en adelante ETAP, en la CAV, concretamente en el territorio histórico de Bizkaia.

La principal entidad responsable del abastecimiento de agua potable en Bizkaia es el Consorcio de Aguas Bilbao Bizkaia, partir de ahora CABB. Tal y como su nombre indica, se trata de un consorcio integrado por ochenta y un municipios, además de por la Diputación Foral de Bizkaia y el Gobierno Vasco, sin perjuicio de mantener convenios de colaboración con distintas entidades locales (www.consorciodeaguas.eus). El CABB gestiona cinco ETAPs en las que anualmente se potabilizan hasta 111 millones de metros cúbicos (www.consorciodeaguas.eus). De todas ellas la principal es la de Venta Alta, en el municipio de Arrigorriaga, desde la que se suministra agua potable a una gran parte de los habitantes de los municipios consorciados (www.consorciodeaguas.eus). Para ello, la ETAP requiere de un aporte de energía que, hasta la fecha, era suministrado desde la red eléctrica y que, por tanto, su origen variaba en función de la situación del sector eléctrico.

Con el fin de alcanzar o, al menos, acercarse, a los objetivos legales fijados por la ley 4/2019, de sostenibilidad energética y, al mismo tiempo, adaptarse al plan de Estrategia Energética de Euskadi 2030, durante los últimos años el CABB plantea la generación de energía eléctrica en sus instalaciones a partir de energías renovables (www.consorciodeaguas.eus). En base a ello, recientemente ha instalado una planta fotovoltaica para el autoconsumo de su principal ETAP, la de Venta Alta.

La tecnología solar fotovoltaica produce energía como resultado de la captación directa de energía solar mediante la intervención del llamado efecto fotovoltaico. Se trata de un tipo de energía renovable, inagotable y no contaminante.

La planta instalada está diseñada únicamente para autoconsumo sin vertido de excedentes, siendo su finalidad la de compensar el consumo energético de la ETAP en horas de sol (Agirregoikoa, 2021). En los momentos en los que la producción de energía en la planta fotovoltaica no es suficiente para satisfacer el consumo de la ETAP, ésta se complementa con energía tomada de la red eléctrica. Asimismo, en ausencia de sol, la energía necesaria también es suministrada de la red eléctrica.

3 OBJETIVOS

3.1 Objetivos generales

Siguiendo la línea del creciente desarrollo de los análisis y estudios en materia de Economía del Agua, el presente trabajo pretende analizar la incidencia de la instalación y disponibilidad de una planta fotovoltaica sobre la oferta y demanda de los servicios del agua. En este sentido, este trabajo tiene la finalidad de estudiar la viabilidad económica de la instalación de la planta solar fotovoltaica en la ETAP de Venta Alta.

3.2 Objetivos específicos

- Analizar la capacidad de abastecimiento de la planta fotovoltaica en modo isla.
- Comparar el coste de la factura eléctrica antes y después de la instalación de la planta fotovoltaica.
- Elaborar un proyecto de inversión y analizar si la instalación de la planta fotovoltaica con la configuración actual de autoabastecimiento (sin posibilidad de vertido de excedente) compensa.
- Valorar el escenario económico en el caso de operación en modo central fotovoltaica.

4 METODOLOGÍA

Para el desarrollo del trabajo, en primer lugar se procede con el análisis detallado de la ETAP caso de estudio. Para ello, se consultan portales de entidades oficiales, principalmente el del CABB. Mediante dicho análisis, se pretende conocer los procesos que componen la línea de tratamiento, comprender su modo de operación, así como obtener los datos técnicos de la misma necesarios para el estudio, principalmente la capacidad de producción de la ETAP y la potencia requerida por los equipos. Asimismo, se estudia la demanda de agua potable de la población abastecida, en base a la cual se obtienen las horas de funcionamiento de los procesos de tratamiento de la ETAP:

$$\text{Tiempo}_{\text{ETAP}} \text{ (h/año)} = \text{Demanda (m}^3\text{/año)} / \text{Caudal}_{\text{ETAP}} \text{ (m}^3\text{/h)}$$

Conocidas las horas de funcionamiento y las potencias de los distintos consumos de la ETAP, se calcula el consumo energético de la misma:

$$\text{Energía}_{\text{ETAP}} \text{ (MWh/año)} = \text{Potencia}_{\text{ETAP}} \text{ (MW)} \times \text{Tiempo}_{\text{ETAP}} \text{ (h/año)}$$

A continuación, se analiza la planta solar fotovoltaica, se describen sus características principales y se valora la energía eléctrica que se espera producir. Este análisis parte de los datos publicados en prensa, los cuales han sido proporcionados por la entidad impulsora de la obra, y se completa con características e explicaciones relativas a la tecnología fotovoltaica.

Una vez conocida la potencia requerida por la ETAP y la energía generada en la planta fotovoltaica, se valora la capacidad de producción de agua potable en el hipotético modo isla, esto es, sin conexión a la red. Por tanto, se trata de una valoración mediante la cual se pretende conocer la capacidad de abastecimiento de la propia planta fotovoltaica (FV) y que sirve, a su vez, para hacerse una idea del tamaño de la superficie de paneles que haría falta para abastecimiento exclusivo mediante generación fotovoltaica:

$$\text{Tiempo}_{\text{ISLA}} \text{ (h/año)} = \text{Energía}_{\text{FV}} \text{ (MWh/año)} / \text{Potencia}_{\text{ETAP}} \text{ (MW)}$$

$$\text{Caudal}_{\text{ISLA}} \text{ (m}^3\text{/año)} = \text{Caudal}_{\text{ETAP}} \text{ (m}^3\text{/h)} \times \text{Tiempo}_{\text{ISLA}} \text{ (h/año)}$$

Posteriormente se lleva a cabo un modelo económico comparativo, cuya finalidad es contrastar la situación operativa tradicional de consumo energético externo con el escenario futuro en el que, una vez que la planta fotovoltaica se ponga en marcha, existirá un autoabastecimiento basado en energía renovable. Se distinguen dos niveles de análisis: financiero y económico.

El análisis financiero examina los flujos de costes monetarios, incluidas las subvenciones y ayudas financieras. Este análisis contempla, por tanto, desde los costes derivados de la instalación de la planta fotovoltaica hasta los provenientes de la explotación de la misma. Para ello, se procede con la búsqueda de datos sobre los costes asociados a la obra en el pliego de licitación de acceso público del contrato para la instalación de la planta en cuestión. Conocidos el coste de inversión, las subvenciones y la vida útil de la instalación, se hace uso del indicador coste anual equivalente (CAE), mediante el cual se anualiza la inversión:

$$CAE = CT r (1+r)^n / [(1+r)^n - 1]$$

donde

CT: coste total (€)

r: tasa de interés

n: vida útil (año)

En cuanto a los costes de explotación, se distinguen los costes de energía y los costes de mantenimiento. Para valorar los costes de energía, es decir, el impacto de la planta fotovoltaica en la factura eléctrica de la ETAP, se toman en consideración los precios de la energía del portal del operador del mercado eléctrico designado.

$$\text{Energía}_{\text{RED ELÉCTRICA}} \text{ (MWh/año)} = \text{Potencia}_{\text{ETAP}} \text{ (MW)} \times \text{Tiempo}_{\text{RED ELÉCTRICA}} \text{ (h/año)}$$

$$\text{Coste energía (€/año)} = \text{Energía}_{\text{RED ELÉCTRICA}} \text{ (MWh/año)} \times \text{Precio energía (€/MWh)}$$

Respecto a los costes de mantenimiento, no se dispone de información al respecto, por lo que se estima un porcentaje sobre el coste de la inversión.

El análisis económico, introduce afecciones externas significativas sobre el análisis financiero. De este modo, en él se investiga acerca el ahorro económico-social derivado del autoconsumo

energético, el cual provoca una serie de beneficios, incluidas las externalidades, y costes de oportunidad.

El beneficio de la reducción de costes de energía se valora estimando el coste de oportunidad de la fuente de energía sustituida. Para ello, se toma en consideración el coste marginal del mix de energía, a partir de datos proporcionados tanto por la compañía de operación del sistema eléctrico y transporte de electricidad, como por el operador del mercado eléctrico designado:

$$\text{Reducción coste energía (€/año)} = \text{Energía}_{\text{SUSTITUIDA}} \text{ (MWh/año)} \times \text{Coste}_{\text{FUENTE SUSTITUIDA}} \text{ (€/año)}$$

Para la consideración de la reducción de la dependencia energética se parte del coste asociado a la interrupción del suministro energético externo. Esto es, para estimar este coste se emplean los costos totales asociados al sistema de energía alternativo y se asume una duración para la interrupción.

$$\text{Coste}_{\text{INTERRUPCIÓN}} \text{ (€/h)} = \text{Coste anual total}_{\text{FV}} \text{ (€/año)} / \text{Tiempo}_{\text{AÑO}} \text{ (h/año)}$$

$$\text{Reducción coste dependencia (€/año)} = \text{Coste}_{\text{INTERRUPCIÓN}} \text{ (€/año)} \times \text{Tiempo}_{\text{INTERRUPCIÓN}} \text{ (h/año)}$$

Para el cómputo de externalidades que suscitan la mejora de la calidad ambiental gracias a la reducción de la producción de carbono dióxido (CO₂), así como de otros contaminantes atmosféricos, se calculan las emisiones asociadas a la energía sustituida y se multiplican por el coste estimado por la Agencia Europea de Medio Ambiente para las mismas.

$$\text{Reducción coste externalidades (€/año)} = \sum \text{Caudal}_{\text{CONTAMINANTE}} \text{ (t/año)} \times \text{Coste}_{\text{CONTAMINANTE}} \text{ (€/t)}$$

Por último, se estudia el impacto vinculado a la operación de la planta fotovoltaica en el modo central fotovoltaica, mediante el cual toda la energía producida por el campo solar se vertería a la red eléctrica.

Con todo lo anterior, se obtiene el coste económico de la instalación de la planta fotovoltaica en la ETAP y se presenta la comparación entre la situación tradicional con el suministro de energía externa y el escenario con el aporte de energía fotovoltaica.

5 CASO DE ESTUDIO

5.1 Estación de tratamiento de agua potable

La ETAP de Venta Alta es la principal infraestructura de potabilización de agua de Bizkaia. En ella se trata principalmente agua procedente del Sistema Zadorra para abastecer a una población de aproximadamente un millón de habitantes (www.consorciodeaguas.eus).



Figura 2. Vista aérea de la ETAP de Venta Alta, Arrigorriaga (Tomado de www.bizkaia21.eus)

La ETAP está constituida por varias infraestructuras que fueron construidas en dos fases. La primera fase se construyó en 1965 y entró en servicio en 1968. El tratamiento de esta fase está constituido por la obra de llegada, cámaras de mezcla y reparto, decantación, filtración, acondicionamiento final y almacenamiento en depósito con 19.000 m³ (www.consorciodeaguas.eus).

Debido a que la capacidad de tratamiento de la primera fase quedó limitada para la demanda del momento, y teniendo en cuenta las previsiones de crecimiento, en el año 1982 se construye una segunda fase que entra en servicio en 1985 (www.consorciodeaguas.eus). Esta segunda fase de tratamiento es paralela a la primera fase. Para su diseño se consideró la misma línea de tratamiento y, adicionalmente, se contempló la posibilidad de tratar agua bruta procedente del río Nervión, de peor calidad que la del Sistema Zadorra. Por este motivo, se añadieron procesos de tratamiento avanzados como las cámaras de pre-ozonización y la filtración por carbón activo (www.consorciodeaguas.eus).

Durante la segunda fase también se construyeron otras infraestructuras comunes a como el tratamiento de fangos, el edificio de reactivos, el edificio de control y la subestación eléctrica (www.consorciodeaguas.eus). El suministro eléctrico llega a la planta por dos líneas aéreas independientes de 30 kV, estando una en servicio de forma preferente y la otra en reserva. Para el caso en el que ambas líneas fallasen, se dispone de grupos electrógenos de emergencia que entrarían automáticamente en funcionamiento.

Debido a la limitación en la capacidad de amortiguación del consumo diario del depósito de almacenamiento de agua tratada construido en la primera fase, en el año 2003 se construyen dos nuevos depósitos con un volumen de 60.000 m³ y 80.000 m³ (www.consorciodeaguas.eus). Gracias a estos depósitos, se reforzó la capacidad de almacenamiento de agua potable en la cabecera de la red de distribución, permitiendo estabilizar el régimen operacional de la planta al amortiguar los picos de demanda.

5.1.1 Caudal de producción

Tras la puesta en servicio de la segunda fase, la ETAP de Venta Alta adquirió una capacidad de producción de agua potable de 7 m³/s (www.consorciodeaguas.eus).

5.1.2 Demanda de agua potable

Durante las décadas de los 80 y los 90 el consumo de agua en el área metropolitana de Bilbao, área abastecida por la ETAP de Venta Alta, fue en aumento debido a la alta industrialización, lo que también se tradujo en un incremento de la población. No obstante, en los últimos años ésta tendencia está revirtiendo. La desaparición de muchas de las industrias localizadas en la comarca del Gran Bilbao ha contribuido a una disminución del consumo de

agua de la zona. Asimismo, se han promovido una importante cantidad de campañas de concienciación en relación al impacto que un consumo excesivo tiene sobre el medio ambiente. Gracias a ellas, la ciudadanía cada vez es más consciente de las afecciones derivadas de un mal uso, lo cual queda reflejado en la tendencia a la baja en lo que al consumo de agua se refiere. Así, en el caso de la CAV, entre los años 2013 y 2020 el consumo de agua ha disminuido un 7,8% (www.eustat.eus).

Atendiendo a la tipología de los principales consumos del agua producida en la ETAP, se observan las siguientes reducciones:

- Uso doméstico: 4,04%
- Uso industrial: 10,94%
- Uso comercial: 4,14%

De este modo, los litros por habitante y día han disminuido hasta llegar a valores de 104 litros por habitante y día para uso doméstico en el año 2020 (BBK Behatokia Observatorio Socioeconómico de Bizkaia, 2020).

La población abastecida desde la ETAP de Venta Alta es de 962.344 habitantes (www.eustat.eus). Por tanto, el consumo doméstico en 2020 fue de 36.530.578,24 m³/año.

Respecto al resto de consumos, mayoritariamente para uso industrial y comercial, en 2014 se contabilizaron 27.865.000 m³ (García, 2015). En vista de las reducciones señaladas, aplicando un valor medio de disminución del 7% hasta el año 2020, resulta un consumo estimado para uso no domiciliario 2020 de 25.914.450 m³.

Con todo ello, se obtiene que en la ETAP de Venta Alta la demanda total de agua potable en 2020 fue de 62.445.028,24 m³/año.

Tomando en consideración que la proyección de población plantea un escenario demográfico a corto y medio plazo de reducción de la población residente en la CAV y que el consumo por habitante día también ha decrecido, se espera que la demanda total de agua en los próximos años también disminuya (www.eustat.eus). Por tanto, el presente estudio considerará la demanda producida en 2020 de cara al cómputo de la necesidad de otros recursos asociados.

5.1.3 Horas de funcionamiento

Tomando en consideración la demanda de agua, así como la capacidad de producción de la misma, se deduce que en 2020 los procesos de tratamiento de la ETAP estuvieron en operación 2.478 horas, esto es, el proceso de potabilización operaron una media de 6,79 horas al día.

No obstante, la ETAP presenta otros consumos. Existen cargas que requieren de alimentación continua, para los que se dispone de sistemas de alimentación ininterrumpida, en adelante SAI, para los equipos de control, pero también hay otros consumos como alumbrados, climatización (aire acondicionado y calefacción), tomas de corriente, etc. que se estima que se producirán durante 8 horas al día.

5.1.4 Potencia

En la ETAP existe un anillo de 30 kV que, partiendo de la subestación eléctrica, pasa por los distintos edificios para cerrar el anillo nuevamente en la subestación. Asimismo, se dispone de tres centros de transformación (CT) desde los cuales se alimentan los centros de distribución de baja de tensión (CDBT), los que a su vez alimentan los diferentes centros de control de motores (CCM).

Las potencias se obtienen del estudio y recuento de los motores y demás equipos consumidores de la ETAP. La potencia instalada es la suma de las potencias consumidas a plena carga por los receptores de la instalación; mientras que la potencia de utilización o potencia absorbida es la que realmente consumirá el conjunto de los receptores instalados y, por tanto, será inferior a la potencia instalada por dos motivos. Por un lado, porque los receptores no funcionan casi nunca todos a la vez y, por el otro, porque los receptores (por ejemplo los motores) no acostumbran a trabajar a su plena potencia.

En base a ello, en primer lugar se descuentan los motores de reserva y los elementos de funcionamiento en caso excepcional o con ocasión de operaciones de mantenimiento. A continuación, se aplica un factor del 80%, el cual se considera un valor bastante conservador, para la obtención de la potencia absorbida.

Tabla 1. Potencias de la ETAP

	Potencia instalada (kW)	Potencia simultánea (kW)	Potencia absorbida (kW)
Alimentación CCMs tratamiento	2863,35	1070,4	856,32
Alimentación continua	159,2	95,2	76,16
Alimentación resto de cargas	2542,95	316,36	253,088
Total	5565,5	1481,96	1185,568

5.1.5 Consumo energético

El consumo energético de la potabilización en sí misma es el producto de la potencia absorbida de los procesos de tratamiento del agua y las horas de funcionamiento de los mismos, lo que resulta un consumo de 2.121.941,53 kWh/año.

No obstante, la ETAP presenta otros consumos. De cara al consumo energético, además de las cargas vinculadas al tratamiento del agua en sí mismo, también se distinguen cargas que requieren de alimentación continua así como cargas que, atendiendo a su tipología (alumbrados, climatización, tomas de corriente, etc.), se estima que se producirán un consumo diario de 8 horas.

Tabla 2. Energía anual consumida en la ETAP de Venta Alta

	Energía consumida (MWh/año)
Alimentación CCMs tratamiento	2.121,94
Alimentación continua	667,16
Alimentación resto de cargas	739,02
Total	3.528,12

5.2 Planta fotovoltaica

Instalada sobre la cubierta superior del depósito de agua tratada de mayor superficie, se trata de la mayor instalación fotovoltaica de Bizkaia, la cual está constituida por los siguientes (Agirregoikoa, 2021):

- Campo solar compuesto por paneles fotovoltaicos. Los paneles están compuestos por grupos de celdas fotovoltaicas montadas entre capas de silicio que captan la radiación solar y transforman la luz (fotones) en energía eléctrica (electrones).



Figura 3. Campo solar instalado sobre la cubierta del depósito (Tomado de Agirregoikoa, 2021)

Los paneles son monocristalinos, se obtienen a partir de un único cristal de silicio puro. Esta tipología es la que presenta un mejor comportamiento frente a las variaciones de temperatura. Además, cuentan con tecnología PERC monofacial, gracias a la que se produce una mayor cantidad de energía eléctrica. Para aprovechar al máximo la irradiación solar disponible, las placas se han instalado sobre una estructura de aluminio anclada a la cubierta con una inclinación de 30° , que incluye deflectores para reducir la carga de viento.

- Tres inversores para transformación de la corriente eléctrica continua (1.500 Vcc) producida en el campo solar en corriente alterna (800 Vca) apta para el consumo.



Figura 4. Inversor de la instalación fotovoltaica (Tomado de Agirregoikoa, 2021)

- Línea de evacuación que discurre por el interior de la ETAP.
- Transformador para conversión de la tensión generada por el inversor a una tensión de 400 V.
- Conjunto de medida en baja tensión.
- Punto de conexión al CDBT del edificio de Segunda Fase para vertido de la energía producida a la red interna de la ETAP.

La instalación está diseñada únicamente para autoconsumo sin vertido de excedentes, siendo su finalidad la de compensar el consumo energético de la ETAP en horas de sol. Para ello la instalación está dotada de un relé antivertido que impide exportar los posibles excedentes; si bien este caso es poco probable, dado el consumo de la ETAP, superior en condiciones normales a la generación esperada.

5.2.1 Potencia del campo solar

La planta fotovoltaica, se instala sobre la cubierta superior del depósito de mayor capacidad, presentando una superficie de paneles de alrededor de 12.730,85 m².



Figura 5. Vista aérea de la cubierta del depósito (Adaptado de www.google.es/maps)

Sobre esta superficie se disponen 1.284 paneles fotovoltaicos, cada uno de ellos con una potencia unitaria de 455 W (Agirregoikoa, 2021), lo que le confiere una potencia de 584 kW al conjunto del campo solar.

5.2.2 Potencia de la instalación

Con el propósito de optimizar la rentabilidad de la instalación y permitiendo generar energía que se necesitará de día, la potencia de la instalación se ajustó a la línea base de tratamiento de la ETAP, que es de 555 kW (Agirregoikoa, 2021).

Esta potencia depende directamente de la potencia de los inversores, que a su vez es función de una serie de variables, como son la radiación, la temperatura, la suciedad, la degradación (envejecimiento) del panel, etc. Así, tomando en consideración las características del emplazamiento, los inversores fueron diseñados para proporcionar una potencia unitaria de 185 kW a una temperatura de 25 °C. Resultando una potencia de 555 kW para la instalación completa (Agirregoikoa, 2021).

5.2.3 Producción de energía eléctrica

Se espera que la planta fotovoltaica genere energía durante las horas de sol del emplazamiento, es decir, se prevé que la planta funcione durante 1.200 horas al año (Agirregoikoa, 2021). Sin embargo, debido a la variabilidad de los diferentes factores que influyen sobre la operación de la planta, se estima una producción de 595 MWh/año, lo que resulta ser alrededor de un sexto del consumo medio anual de la ETAP (Agirregoikoa, 2021). En términos de autoconsumo, se correspondería con un autoabastecimiento eléctrico que cubre alrededor de un 17% del consumo de la ETAP.

5.2.4 Modo isla

El caso que nos ocupa cuenta con conexión a la red eléctrica, así como de grupos electrógenos a modo de back-up por si las líneas de suministro eléctrico fallasen. No obstante, si por algún motivo estas fuentes de energía no estuviesen disponibles, a continuación se analiza la capacidad de abastecimiento que podría lograrse mediante la generación de energía obtenida exclusivamente de la planta fotovoltaica. Por tanto, se procede con el estudio del funcionamiento de la planta en modo isla, el cual hace referencia al modo en el que operan aquellas instalaciones que no se encuentran conectadas a la red.

Teniendo en cuenta que la capacidad de la planta fotovoltaica es inferior a la de las necesidades totales de la ETAP; de cara a establecer la distribución de la energía fotovoltaica generada por el campo solar, se plantea considerar un reparto basado en los porcentajes de la demanda de la energía por cada tipología de consumo eléctrico.

Tabla 3. Distribución de la energía en la ETAP

	Energía consumida (MWh/año)	Porcentaje energía	Energía FV aportada (MWh/año)
Alimentación CCMs tratamiento	2.121,94	60,14%	357,85
Alimentación continua	667,16	18,91%	112,51
Alimentación resto de cargas	739,02	20,95%	124,63
Total	3.528,12	100,00%	595,00

Conocido el aporte de energía solar posible a la distintas tipologías de consumos, así como la potencia absorbida por cada una de ellas, se obtiene que los procesos de tratamiento de potabilización podrán ser provistos con energía solar durante 417,90 horas al año. Por tanto, la producción de agua potable a partir de energía solar es de 10.531.045,10 m³/año. Asimismo, tomando en consideración la distribución de los 62.445.028,2 m³ de agua potable que se consumieron en 2020, se estima el caudal destinado a los distintos usos abastecidos por la ETAP.

Tabla 4. Distribución de la producción de agua potable a partir de energía fotovoltaica del campo solar instalado sobre un depósito

	Porcentaje demanda	Producción (m3/año)	Producción (L/día)
Uso doméstico	58,50%	6.160.701,31	16.878.633,72
Uso industrial y comercial	41,50%	4.370.343,80	11.973.544,65
Producción total ETAP	100,00%	10.531.045,10	28.852.178,36

Considerando un consumo de 104 L/hab.día (BBK Behatokia Observatorio Socioeconómico de Bizkaia, 2020), con el campo solar actual de 1,27 hectáreas, se podría suministrar agua potable a un total de 162.294 habitantes, lo que se traduce en un 16,86% de la población abastecida por la ETAP. De aquí se deduce que para lograr abastecer al 100% de la población, se requerirían 7,55 hectáreas de campo solar.

En caso de que se diese la necesidad, podría plantearse destinar la producción de agua potable íntegramente a uso doméstico. En ese caso, se podría suministrar agua a 277.424 habitantes, quedando el 28,83% de la población abastecida.

Tal y como ya se ha indicado previamente, la planta fotovoltaica se instala sobre la cubierta de uno de los dos depósitos nuevos. Se desconoce el motivo por el cual la instalación no se extendió a ambos depósitos. Es por ello, que, a continuación, se lleva a cabo un breve análisis de la producción que se hubiera podido obtener en caso de ampliar la planta fotovoltaica al segundo depósito.

El segundo depósito presenta una capacidad de almacenamiento un 25% inferior a la del primer depósito. Asimismo, la superficie de su cubierta también es inferior, en un porcentaje semejante, tal y como se ha podido comprobar:



Figura 6. Vista aérea de las cubiertas de los depósitos (Adaptado de www.google.es/maps)

Siendo así, la ampliación del campo solar a la cubierta del segundo depósito supondría aumentar la superficie de paneles en un 75% con respecto al escenario real, lo que se traduciría en prácticamente una hectarea de campo solar adicional. Así, se podría abastecer a 284.015 habitantes, esto es, al 29,51% de la población y, en caso de destinar el 100% de la producción a uso doméstico, los valores ascenderían a 485.493 habitantes o, lo que es lo mismo, al 50,45% de la población.

Por último, cabe recordar que la producción de la planta fotovoltaica depende de la radiación, quedando su capacidad de generación condicionada a las horas de sol. Puesto que la ETAP no solamente consume energía durante el día, para operar en modo isla con una mayor flexibilidad, podría considerarse la instalación de elementos adicionales como baterías para almacenamiento de la energía producida por los paneles y reguladores para protección de la batería contra sobrecargas (www.iberdrola.com). No obstante, como la energía producida por la planta fotovoltaica es inferior a la demanda diaria del conjunto de la ETAP, en el caso que nos ocupa estos equipos no se consideran necesarios.

6 MODELO ECONÓMICO COMPARATIVO

6.1 Análisis financiero

A continuación se describe la estructura de costes financieros de la ETAP. Para ello, se analizan los costes de inversión, costes fijos y costes variables, todo ello en términos absolutos y relativos, es decir, con respecto a la situación tradicional de suministro de energía externa al 100%. Asimismo, se presentan los costes totales, así como los unitarios.

6.1.1 Coste de la inversión

La construcción de la planta fotovoltaica se licita por un importe de 777.053,46 € y el contrato se adjudica por 652.010,43 € (Agirregoikoa, 2021). No obstante, el importe final de las obras se ha podido reducir casi un 8% respecto del precio ofertado por el adjudicatario, principalmente debido a que la ejecución de la canalización de la línea de evacuación resultó ser más sencilla de lo que se esperaba en el proyecto.

Tabla 5. Desglose estimado de los costes de la obra

Partida	Descripción	Coste (€)
1	Equipos eléctricos y aparamenta	336.128,76
2	Cables	65.513,37
3	Canalizaciones	61.482,03
4	Instrumentación	490,12
5	Control, comunicaciones y visualización	12.514,12
6	Varios	2.635,11
7	Repuestos	11.277,59
8	Seguridad y salud	13.211,04
9	Gestión de residuos	1.348,54
		504.600,67
	13% Gastos generales	65.598,09
	6% Beneficio industrial	30.276,04
	Total	600.474,80

En caso de que la planta fotovoltaica se hubiese extendido a ambos depósitos ampliando la instalación un 75%, se estima que el coste de la inversión hubiera sufrido un incremento del 70%, ya que parte de los costes de la inversión son costes fijos e independientes del tamaño de la instalación. Por tanto, la inversión hubiera ascendido a 1.020.807,16 €.

6.1.2 Subvenciones

El Ente Vasco de la Energía, en adelante EVE, publica periódicamente convocatorias de programas de incentivos para la ejecución de instalaciones energéticamente sostenibles. Durante la fase de desarrollo del proyecto en cuestión, el EVE anunció una convocatoria para concesión de ayudas económicas a proyectos que fomentasen el autoconsumo en distintos sectores con fuentes de energías renovables, entre las que se encontraba la energía solar fotovoltaica. Así, el CABB fue dotado con dicha ayuda, siendo beneficiario de una subvención de 40.000 € para la ejecución de la obra de instalación de la planta fotovoltaica.

6.1.3 Coste anual equivalente

El coste anual equivalente, en adelante CAE, es un indicador que se utiliza para anualizar la inversión y poder hacer comparable proyectos de cuantía diferente y unidades de servicio de diferente nivel de producción, todos ellos con una vida útil igualmente diferente. Por tanto, se trata de un indicador mediante el cual se simula un supuesto pago de una anualidad de un préstamo.

De cara a la evaluación del presente proyecto de inversión, utilizaremos el indicador CAE. Para ello, se considera una tasa de descuento del 5%, así como la vida útil de la instalación de la planta fotovoltaica, que es de 25 años.

A continuación se muestran los costes de la instalación real en la que la planta fotovoltaica se instala sobre un depósito, así como de los asociados al hipotético caso en el que la planta se extiende a dos depósitos.

Tabla 6. Coste anual equivalente

Planta FV	Inversión (€)	Subvención (€)	Coste (€)	Vida útil (años)	Interés	CAE (€/año)
Un depósito	600.474,80	40.000	560.474,80	25	5,00%	39.767,06
Dos depósitos	1.020.807,16	40.000	980.807,16	25	5,00%	69.590,68

6.1.4 Coste de explotación

El coste de explotación está principalmente compuesto por el coste de operación, el cual se corresponde con el costes de la energía, y el coste de mantenimiento de las instalaciones y equipos.

Para determinar el coste de la energía, el cual queda reflejado en la factura eléctrica, se han consultado los precios de los últimos años del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) para la gestión del mercado diario e intradiario de electricidad en la Península Ibérica. Debido a la variabilidad de los precios y con intención de basar los cálculos en valores lo más realistas posibles, se considera la utilización de las medias de los precios mínimos y máximos de la energía para un periodo correspondiente a los últimos 5 años.

Tabla 7. Precio de la energía (A partir de datos de www.omie.es)

	Precio máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Energía (media 2016-2020)	63,46	19

Teniendo en cuenta que, debido al comportamiento y estilo de vida de la sociedad, los precios máximos corresponden a tarifas diurnas y los mínimos a tarifas nocturnas, cabe esperar que la ETAP, con intención de minimizar gastos, opere de noche. Sin embargo, esto no es del todo posible, ya que debe garantizar la disponibilidad del agua a la ciudadanía y ello supondría grandes almacenamientos de agua potable. Por tanto, además del precio de la energía, el funcionamiento de la ETAP deberá tener en consideración el patrón de la demanda de la población abastecida, así como la autonomía de sus depósitos de agua tratada, cuyo nivel de llenado, por razones de seguridad, se intenta mantener en un nivel medio-alto.

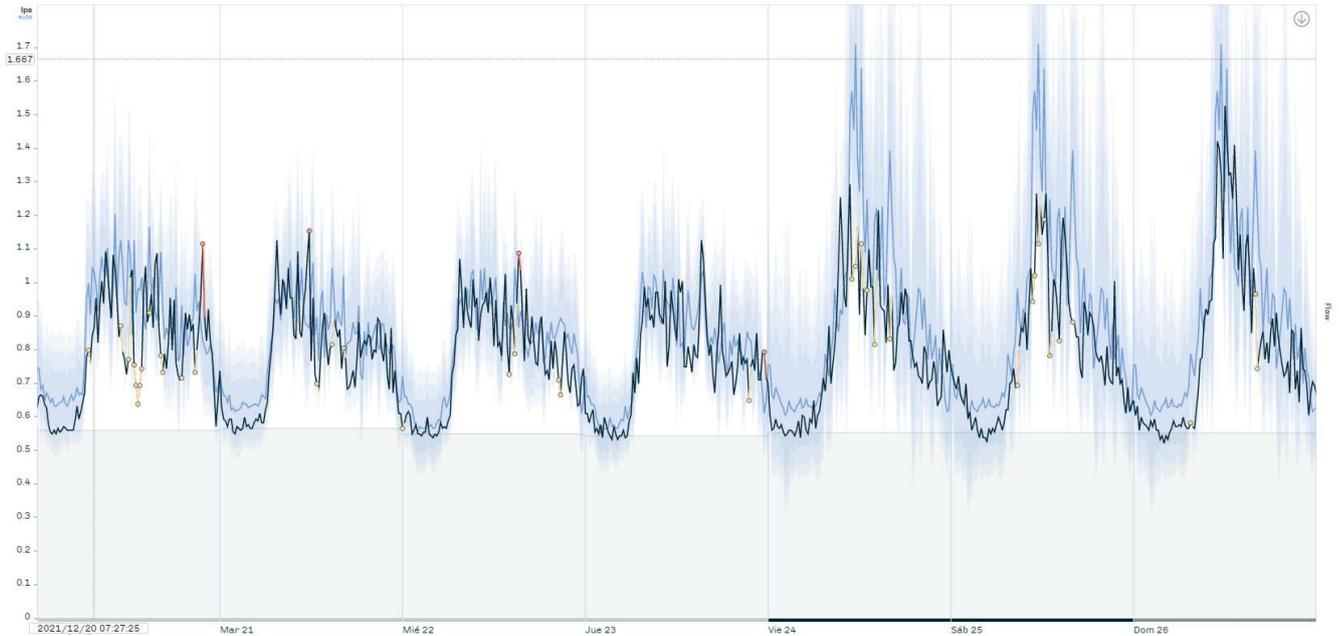


Figura 7. Ejemplo de la tendencia del patrón semanal de consumo de agua potable (Tomado de www.baseform.com)

Se conoce que la previsión de horas de funcionamiento de la planta fotovoltaica es de 1.200 horas anuales, lo que se corresponde con una media diaria de 3,29 horas. Por tanto, la ETAP podrá operar durante 3,29 horas diurnas gracias a la energía solar. Teniendo en cuenta que el proceso de potabilización opera una media de 6,79 horas al día y en vista de la forma de la curva de consumo de agua potable, se considera que el resto de horas de operación de los procesos de tratamiento del agua tendrán lugar durante la noche, momento en el que la tarifa eléctrica resulta más económica.

En base a lo anterior, se estiman los costes asociados a la factura eléctrica tanto para la situación operativa tradicional de consumo energético externo como para la situación futura con autogeneración de energía. Para este último escenario, además de considerar los costes de la instalación real en la que la planta fotovoltaica se instala sobre un depósito también se calculan los costes vinculados al hipotético caso en el que la planta se extiende a dos depósitos.

Tabla 8. Coste anual de la energía externa

	Potencia absorbida (kW)	Tiempo funcionamiento (h/día)	Energía absorbida (MWh/año)	Coste energía (€/año)
Tarifa diurna				
CCM tratamiento	856,32	3,29	1.027,58	65.210,48
Cargas continuas	76,16	12,00	333,58	21.169,04
Resto de cargas	253,088	4,00	369,51	23.449,01
Tarifa nocturna				
CCM tratamiento	856,32	3,50	1.094,36	20.792,79
Cargas continuas	76,16	12,00	333,58	6.338,04
Resto de cargas	253,088	4,00	369,51	7.020,66
Total			3.528,12	143.980,02

Tabla 9. Coste anual de la energía externa con planta fotovoltaica sobre un depósito

	Potencia absorbida (kW)	Tiempo funcionamiento (h/día)	Energía absorbida (MWh/año)	Coste energía (€/año)
Tarifa diurna				
CCM tratamiento	856,32	3,29	1.027,58	65.210,48
Cargas continuas	76,16	12,00	333,58	21.169,04
Resto de cargas	253,088	4,00	369,51	23.449,01
Producción FV		3,29	-595,00	-37.758,70
Tarifa nocturna				
CCM tratamiento	856,32	3,50	1.094,36	20.792,79
Cargas continuas	76,16	12,00	333,58	6.338,04
Resto de cargas	253,088	4,00	369,51	7.020,66
Total			2.933,12	106.221,32

Tabla 10. Coste anual de la energía externa con planta fotovoltaica sobre dos depósitos

	Potencia absorbida (kW)	Tiempo funcionamiento (h/día)	Energía absorbida (MWh/año)	Coste energía (€/año)
Tarifa diurna				
CCM tratamiento	856,32	3,29	1.027,58	65.210,48
Cargas continuas	76,16	12,00	333,58	21.169,04
Resto de cargas	253,088	4,00	369,51	23.449,01
Producción FV		3,29	-1.041,25	-66.077,73
Tarifa nocturna				
CCM tratamiento	856,32	3,50	1.094,36	20.792,79
Cargas continuas	76,16	12,00	333,58	6.338,04
Resto de cargas	253,088	4,00	369,51	7.020,66
Total			2.486,87	77.902,29

Respecto al mantenimiento de la planta fotovoltaica, se detectan dos niveles: las acciones preventivas y acciones correctivas. El mantenimiento preventivo contempla la limpieza de las placas solares, puesto que el polvo u otras sustancias que puedan ensuciarlas provocan una disminución en la producción de energía de las mismas, y las revisión periódica de los equipos eléctricos, como es el caso de los inversores. El mantenimiento correctivo, por su parte, considera la sustitución de piezas o componentes defectuosos o en mal estado.

El coste del mantenimiento puede variar de una instalación a otra y será desconocido mientras la planta fotovoltaica no se ponga en marcha. En el caso que nos ocupa, se asume un coste de mantenimiento anual equivalente al 2% de la inversión inicial, el cual ha sido calculado tanto para la instalación de la planta fotovoltaica sobre uno de los depósitos como para dos.

Tabla 11. Coste anual de mantenimiento

Instalación	Mantenimiento (€/año)
Planta FV un depósito	12.009,50
Planta FV dos depósitos	20.416,14

6.1.5 Coste financiero anual total

En la tabla siguiente se muestra el coste anual total correspondiente a la situación operativa tradicional de consumo energético externo, al escenario con planta fotovoltaica sobre un depósito y al hipotético caso en el que la planta fotovoltaica se extiende a los dos depósitos.

Con intención de simplificar los cálculos realizados en la tabla, se establecen los siguientes:

- *caepre* (€/año): Coste anual equivalente preexistente correspondiente a la inversión de la obra de instalación de la ETAP.
- *cmpre* (€/año): Coste de mantenimiento preexistente correspondiente a la ETAP.

Tabla 12. Coste financiero anual total

Instalación	CAE (€/año)	Coste energía (€/año)	Coste mantenimiento (€/año)	Coste anual total (€/año)
Energía externa	<i>caepre</i>	143.980,02	<i>cmpre</i>	<i>caepre</i> + 143.980,02 + <i>cmpre</i>
Planta FV un depósito	<i>caepre</i> + 39.767,06	106.221,32	<i>cmpre</i> + 12.009,50	<i>caepre</i> + 157.997,88 + <i>cmpre</i>
Planta FV dos depósitos	<i>caepre</i> + 69.590,68	77.902,29	<i>cmpre</i> + 20.416,14	<i>caepre</i> + 167.909,11 + <i>cmpre</i>

Por tanto, los costes relativos o adicionales de las instalaciones de la planta fotovoltaica con respecto a la situación tradicional son los siguientes:

Tabla 13. Coste financiero anual total adicional

Instalación	CAE (€/año)	Coste energía (€/año)	Coste mantenimiento (€/año)	Coste anual total (€/año)	Coste anual total (€/m ³ .año)
Planta FV un depósito	39.767,06	-37.758,70	12.009,50	14.017,86	0,00022
Planta FV dos depósitos	69.590,68	-66.077,73	20.416,14	23.929,10	0,00038

6.2 Análisis económico

El análisis económico se lleva a cabo con intención de evaluar la contribución del proyecto al bienestar social. Para ello, se hace uso de precios sombra, los cuales representan el costo de oportunidad social de bienes y servicios a modo de bienestar perdido, en lugar de los precios observados en el mercado, que pueden estar distorsionados (Comisión Europea., 2014).

Hasta el momento, la ETAP se proveía de la energía eléctrica proporcionada por la red eléctrica, la cual variaba según las ofertas de venta y adquisición presentadas por parte de los agentes del mercado eléctrico. Por lo que el origen de la energía era diverso y sin posibilidad de selección de la fuente de energía por parte del consumidor .

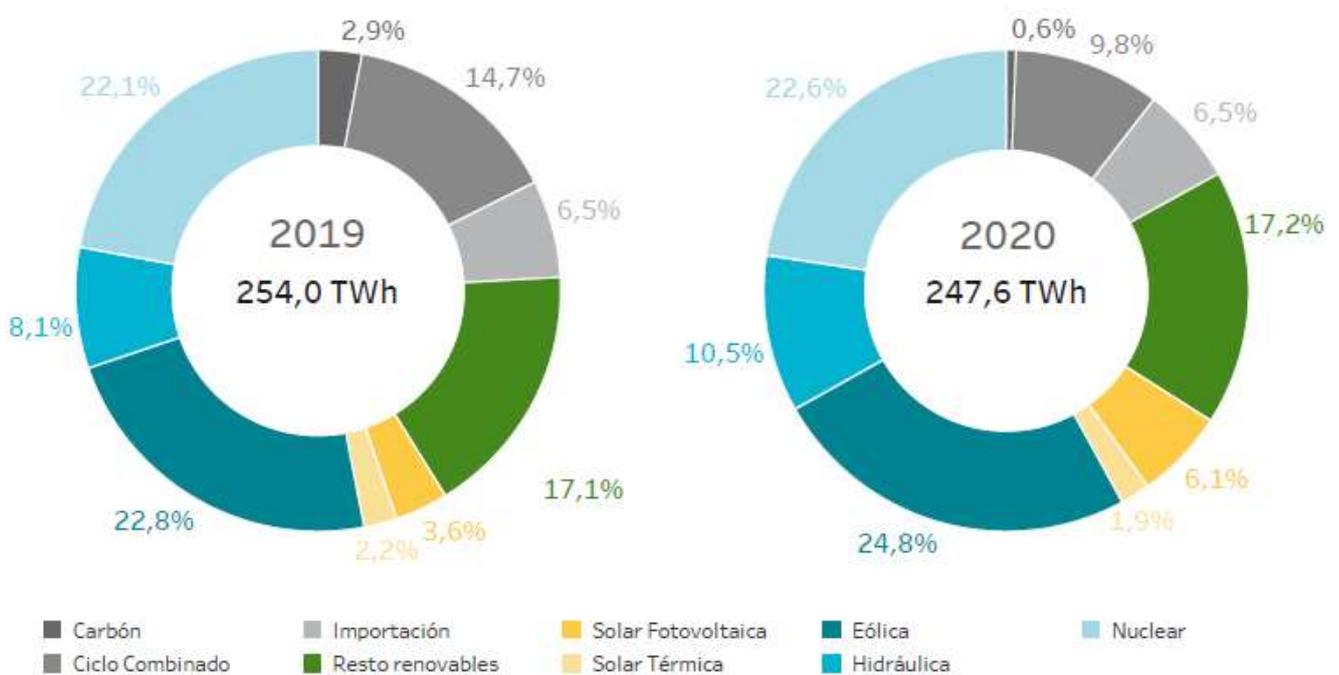


Figura 8. Tecnologías en el programa diario base de funcionamiento en España (Tomado de www.omie.es)

A partir de ahora, con la construcción de la planta fotovoltaica, se pretende compensar el gasto energético de la ETAP en horas de sol. Se trata de una instalación únicamente para autoconsumo sin vertido de excedentes, con una serie de beneficios y costes de oportunidad asociados.

6.2.1 Beneficios de efecto directo

Debido a la sustitución parcial de la fuente de energía, la instalación de la planta fotovoltaica presenta el beneficio de la reducción de los costes de energía. Para la valoración de este beneficio, en primer lugar deben identificarse las fuentes de electricidad o combustibles específicos que serán desplazados. En este caso, no es posible llevar a cabo dicha determinación, por lo que se evaluará la variación del costo de oportunidad del mix medio de producción de electricidad del mercado. Por lo tanto, el costo de oportunidad de la electricidad sustituida dependerá de la combinación específica de fuentes utilizadas para producirla, esto es, el costo de oportunidad de las fuentes se basará en el costo marginal de producción (Comisión Europea, 2014).

Tabla 14. Precios marginales de producción de la energía (A partir de datos de www.ree.es)

	Precio marginal Importación (€/MWh)	Precio marginal España (€/MWh)
Energía (media 2016-2020)	8,78	2,65

Tabla 15. Porcentajes del origen de la energía del mix medio de producción (A partir de datos de www.omie.es)

	Porcentaje Importación	Porcentaje España
Energía (media 2016-2020)	7,40%	92,60%

Tabla 16. Precio marginal del mix medio de producción de energía

Origen de la energía	Porcentaje	Precio marginal (€/MWh)
Importación	7,40%	8,78
España	92,60%	2,65
Mix de energía	100,00%	3,11

Tabla 17. Reducción del coste anual de la energía

Instalación	Energía sustituida (MWh/año)	Reducción coste energía (€/año)
Planta FV un depósito	595,00	1.847,67
Planta FV dos depósitos	1.041,25	3.233,42

Entre los beneficios de efecto directo, también cabe esperar la consideración del incremento de la seguridad y confiabilidad del suministro. Para su valoración, se adopta el enfoque de preferencias reveladas, el cual se basa en la disposición a pagar de los usuarios por dicho beneficio. Esta metodología se fundamenta en el sistema de compensación para los usuarios que cubra las pérdidas incurridas debido a una interrupción del suministro de energía. En caso de que no exista compensación alguna, como en este caso los usuarios emplean sistemas de producción y suministro de energía propios, los costos totales asociados con estos sistemas alternativos se puede considerar como una aproximación del valor de una mayor confiabilidad del consumo de energía (Comisión Europea, 2014).

Tabla 18. Coste de interrupción de suministro de energía

Instalación	CAE (€/año)	Coste mantenimiento (€/año)	Coste anual total (€/año)	Coste interrupción suministro energía (€/h)
Planta FV un depósito	39.767,06	12.009,50	51.776,56	5,91
Planta FV dos depósitos	69.590,68	20.416,14	90.006,82	10,27

Si bien la integración de fuentes de energía renovables puede contribuir a determinar una reducción en la frecuencia de episodios de cortes de energía, al tratarse de energía solar, esto es, al encontrarnos ante una forma de energía intermitente donde la cantidad de electricidad generada no se puede controlar ni ajustar para satisfacer la demanda, será necesario realizar ajustes a la baja para tener en cuenta este aspecto (Comisión Europea, 2021). Ello se debe a que la planta fotovoltaica no dispone de equipos para el almacenamiento de energía ni regulación de la misma y la generación necesita ser consumida en tiempo real.

Teniendo en cuenta que las interrupciones de energía a través de la red eléctrica no ocurren con frecuencia, para estimar la seguridad y confiabilidad que aporta la planta fotovoltaica se supone una interrupción anual, la cual tendrá lugar entre 5 y 24 horas, siendo las primeras durante horas de luz solar. Por tanto, se considera que el corte de suministro eléctrico coincidiría con la operación de un día de la planta fotovoltaica, esto es, que la interrupción tendría lugar durante las 3,29 horas de operación de la planta fotovoltaica.

Tabla 19. Reducción del coste anual por seguridad y confiabilidad

Instalación	Reducción coste por interrupción suministro (€/año)
Planta FV un depósito	19,43
Planta FV dos depósitos	33,78

Por último, aclarar que el conjunto de la ETAP sí dispone de grupos electrógenos que proporcionan el beneficio del incremento de la seguridad y confiabilidad del suministro. Sin embargo, estos equipos no están vinculados al proyecto de instalación de la planta fotovoltaica en sí.

6.2.2 Beneficios de tipo externalidad

Se identifican externalidades ambientales relacionadas con la variación de la contaminación del aire y de las emisiones de GEI.

El principal contaminante y, a su vez, gas de efecto invernadero, cuyas emisiones serán reducidas con la puesta en marcha de la planta fotovoltaica, es el CO₂.

Para su valoración, se parte del precio sombra que se utilizará para la monetización del componente de emisiones de CO₂ a partir de los valores establecidos por el Banco Europeo de Inversiones, en adelante BEI, (Comisión Europea, 2021). No obstante, tras consultar otras fuentes, se detecta que el precio correspondiente al mes de diciembre de 2021 es de 79,74 €/t CO₂ eq (www.sendeco2.com). En base a éste último, se obtienen los siguientes:

Tabla 20. Coste anual de CO₂ (A partir de www.sendeco2.com)

Instalación	Consumo eléctrico (kWh/año)	CO ₂ (t CO ₂ eq/año)	Coste CO ₂ (€/año)
Energía externa	3.528.120,09	882,03	70.333,07
Planta FV un depósito	2.933.120,09	733,28	58.471,75
Planta FV dos depósitos	2.486.870,09	621,72	49.575,76

A su vez, se deducen los costes relativos o reducciones asociadas a las instalaciones de planta fotovoltaica con respecto a la situación tradicional:

Tabla 21. Reducción coste anual de CO₂

Instalación	Reducción coste CO ₂ (t CO ₂ eq/año)	Reducción coste CO ₂ (€/año)
Planta FV un depósito	148,75	11.861,33
Planta FV dos depósitos	260,31	20.757,32

Teniendo en cuenta los valores establecidos por el BEI hasta el año 2050, así como el dato de partida de diciembre 2021, se obtiene la proyección del ahorro asociado a la reducción de emisiones de CO₂.

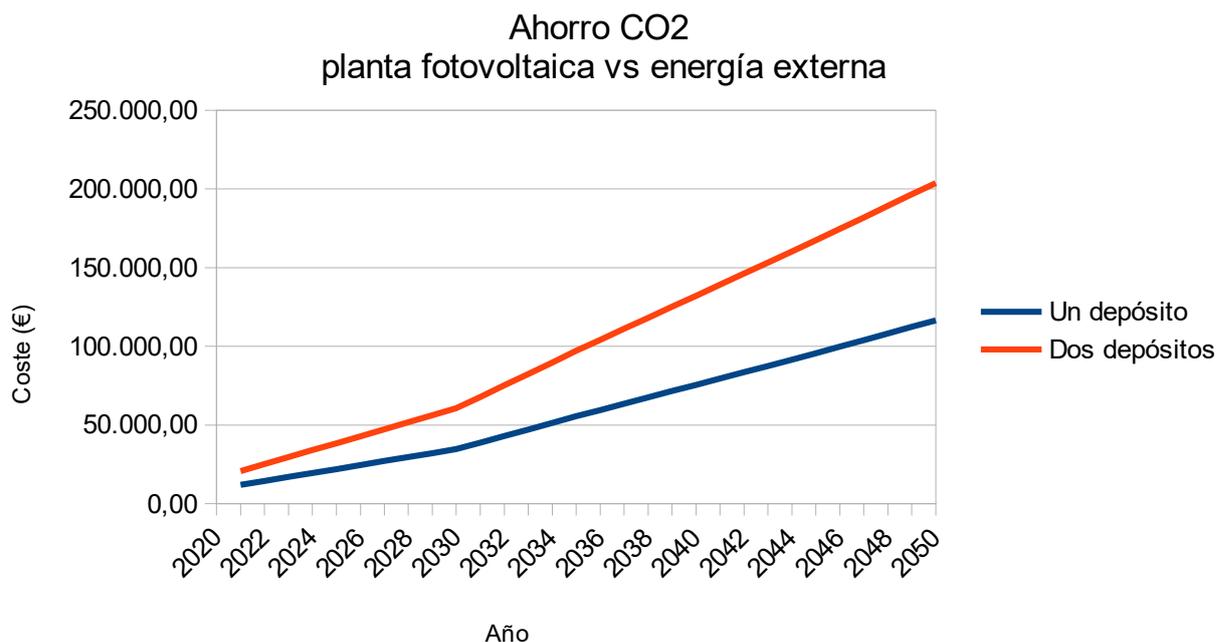


Figura 9. Ahorro en el coste de CO₂ de las plantas fotovoltaicas (A partir de Comisión Europea, 2021; www.sendeco2.com)

Asimismo, es necesario considerar el impacto en otros contaminantes, como son los óxidos de nitrógeno (NO_x), los compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), el dióxido de azufre (SO₂), el amoníaco (NH₃) y material particulado (PM_{2,5}).

Tabla 22. Emisiones anuales asociadas a la generación de energía en España (A partir de datos de Gobierno de España, 2020)

CO₂ (t/año)	NO_x (t/año)	COVNM (t/año)	SO₂ (t/año)	NH₃ (t/año)	PM_{2,5} (t/año)
71.486.000	112.700	10.300	75.300	1.300	4.400

Conocidas las emisiones de CO₂ de la ETAP y en base a las emisiones derivadas de la producción de energía en España, se estiman las emisiones asociadas a la ETAP de otros contaminantes.

Tabla 23. Emisiones anuales asociadas a la ETAP

Instalación	CO₂ (t/año)	NO_x (t/año)	COVNM (t/año)	SO₂ (t/año)	NH₃ (t/año)	PM_{2,5} (t/año)
Energía externa	882,03	1,39	0,13	0,93	0,02	0,05
Planta FV un depósito	733,28	1,16	0,11	0,77	0,01	0,05
Planta FV dos depósitos	621,72	0,98	0,09	0,65	0,01	0,04

Para establecer el valor socioeconómico de las emisiones de contaminantes, se emplean los valores unitarios de daño (Comisión Europea 2021). Para ello se considera el valor de un año de vida, el cual valora los impactos de la contaminación atmosférica en la mortalidad asignando a el valor del caño correspondiente un año de vida sobre la base de la esperanza de vida estimada. Ello se debe a que “en el proyecto NEEDS (New Energy Externalities Deelopment for Sustainability) se afirma que, en cualquier caso, en el contexto de la contaminación del aire, la valoración de la mortalidad a través del valor de un año de vida es mejor que a través del valor de la vida estadística (Bruyn y Vries, 2020)”.

Tabla 24. Coste unitario otros contaminantes (A partir de datos de Agencia Europea de Medio Ambiente, 2011)

NO_x (€/t)	COVNM (€/t)	SO₂ (€/t)	NH₃ (€/t)	PM_{2,5} (€/t)
2.551,00	133,00	5.586,00	1.970,00	20.170,00

En base a los datos expuestos, se calculan los costes anuales asociados a los contaminantes del aire.

Tabla 25. Coste anual otros contaminantes

Instalación	Coste NO_x (€/año)	Coste COVNM (€/año)	Coste SO₂ (€/año)	Coste NH₃ (€/año)	Coste PM_{2,5} (€/año)
Energía externa	3.547,29	16,90	5.189,89	31,60	1.095,02
Planta FV un depósito	2.949,06	14,05	4.314,64	26,27	910,35
Planta FV dos depósitos	2.500,38	11,91	3.658,20	22,27	771,85

Tabla 26. Reducción coste anual otros contaminantes

Instalación	Reducción coste NO_x (€/año)	Reducción coste COVNM (€/año)	Reducción coste SO₂ (€/año)	Reducción coste NH₃ (€/año)	Reducción coste PM_{2,5} (€/año)
Planta FV un depósito	598,23	2,85	875,25	5,33	184,67
Planta FV dos depósitos	1.046,91	4,99	1.531,69	9,33	323,17

6.2.3 Costes de oportunidad

Con la instalación de la planta fotovoltaica, en primer lugar cabría pensar en la posibilidad de desconexión de la red eléctrica. Sin embargo, al no tratarse en un reemplazo total de la fuente de energía, sino que la planta fotovoltaica únicamente proporciona una sustitución parcial de la misma, la desconexión de la ETAP a la red eléctrica no es una opción.

Ante esta situación, cabe considerar el coste de oportunidad asociado al funcionamiento de la planta en modo de central fotovoltaica, es decir, de forma que la energía producida por el campo solar se vertiese a la red eléctrica.

Al tratarse de una planta para autoconsumo que no cubre la demanda total de energía requerida por el conjunto de la ETAP, para que el planteamiento de venta de la energía solar fuese viable, en primer lugar habría que revisar la programación de las horas de funcionamiento de la ETAP. Esto es, con esta configuración, la operación de la ETAP debería planificarse de manera que consumiera la mínima energía durante el día, tratando de operar los procesos de mayor consumo durante la noche, cuando la tarifa eléctrica tiene menor coste. Así, se podría verter la máxima cantidad de energía producida por el campo solar a la red eléctrica, a cuya venta le aplicaría la tarifa diurna.

En ese caso, con la máxima venta de energía solar posible, los costes de energía mostrados en las tablas 9 y 10 se verían reducidos de la siguiente manera:

Tabla 27. Coste anual de la energía externa con central fotovoltaica sobre un depósito

	Potencia absorbida (kW)	Tiempo funcionamiento (h/día)	Energía absorbida (MWh/año)	Coste energía (€)
Tarifa diurna				
CCM tratamiento	856,32	0,00	0,00	0,00
Cargas continuas	76,16	12,00	333,58	21.169,04
Resto de cargas	253,088	4,00	369,51	23.449,01
Producción diurna FV		0,00	-595,00	-37.758,70
Tarifa nocturna				
CCM tratamiento	856,32	6,79	2.121,94	40.316,89
Cargas continuas	76,16	12,00	333,58	6.338,04
Resto de cargas	253,088	4,00	369,51	7.020,66
Total			2.563,61	53.514,27

Tabla 28. Coste anual de la energía externa con central fotovoltaica sobre un depósito

	Potencia absorbida (kW)	Tiempo funcionamiento (h/día)	Energía absorbida (MWh/año)	Coste energía (€)
Tarifa diurna				
CCM tratamiento	856,32	0,00	0,00	0,00
Cargas continuas	76,16	12,00	333,58	21.169,04
Resto de cargas	253,088	4,00	369,51	23.449,01
Producción diurna FV		0,00	-1.041,25	-66.077,73
Tarifa nocturna				
CCM tratamiento	856,32	6,79	2.121,94	40.316,89
Cargas continuas	76,16	12,00	333,58	6.338,04
Resto de cargas	253,088	4,00	369,51	7.020,66
Total			2.486,87	32.215,91

No obstante, para que este escenario fuese viable, sería necesario analizar con mayor detenimiento la gráfica de consumo de la población abastecida y considerar, a su vez, la autonomía de los depósitos de almacenamiento de agua tratada, puesto que limitar la operación de los procesos de potabilización al horario nocturno, podría implicar asumir ciertos riesgos de cara a la garantía de abastecimiento.

Asimismo, para tramitar la venta de la energía, habría que incorporar los costes legales exigidos para llevar a cabo dicha actividad.

En cualquier caso, como esta casuística no se corresponde con la operación planteada a lo largo del presente estudio debido a la modificación que conllevaría en las horas de funcionamiento de los procesos de tratamiento, la posibilidad de operación en modo central fotovoltaica queda descartada.

6.2.4 Coste económico anual total

Tras los cálculos anteriores, a continuación se muestra el coste económico anual total relativo o adicional que supone la instalación de planta fotovoltaica sobre un depósito, así como en el hipotético caso en el que la planta fotovoltaica se extiende a los dos depósitos, con respecto a la situación operativa tradicional de consumo energético externo.

Tabla 29. Coste económico anual total adicional

Instalación	Planta FV un depósito	Planta FV dos depósitos
Coste financiero total (€/año)	14.017,86	23.929,10
Beneficios de efecto directo (€/año)	-1.867,10	-3.267,20
Coste energía (€/año)	-1.847,67	-3.233,42
Coste interrupción suministro (€/año)	-19,43	-33,78
Beneficios de tipo externalidad (€/año)	-13.527,66	-23.673,40
Coste CO ₂ (€/año)	-11.861,33	-20.757,32
Coste NO _x (€/año)	-598,23	-1.046,91
Coste COVNM (€/año)	-2,85	-4,99
Coste SO ₂ (€/año)	-875,25	-1.531,69
Coste NH ₃ (€/año)	-5,33	-9,33
Coste PM _{2,5} (€/año)	-184,67	-323,17
Costes de oportunidad (€/año)	0,00	0,00
Coste económico total (€/año)	-1.376,90	-3.011,50
Coste económico total (€/m³.año)	-0,0000220	-0,0000482

7 RESULTADOS

A continuación se presenta la comparación entre la situación tradicional con el suministro de energía externa y el escenario con el aporte de energía fotovoltaica derivado de la instalación de paneles sobre un depósito, así como el hipotético caso en el que el campo solar se extiende al segundo depósito.

De cara a la evaluación de los costes unitarios se define el siguiente concepto:

- *caemupre* (€/m³.año): Coste anual equivalente de inversión y de mantenimiento unitario preexistente correspondiente a la ETAP.

$$caemupre = (caepre + cmpre) / Q_{ETAP}$$

donde Q_{ETAP} es el caudal de producción de agua potable anual de la ETAP (62.445.028,24 m³).

Tabla 30. Comparativa costes financieros y económicos

Instalación	Suministro de energía externa	Planta FV un depósito	Planta FV dos depósitos
CAE (€/año)	<i>caepre</i>	<i>caepre</i> + 39.767,06	<i>caepre</i> + 69.590,68
Coste energía (€/año)	143.980,02	106.221,32	77.902,29
Coste mantenimiento	<i>cmpre</i>	<i>cmpre</i> + 12.009,50	<i>cmpre</i> + 20.416,14
Coste financiero total			
(€/año)	<i>caepre</i> + <i>cmpre</i> + 143.980,02	<i>caepre</i> + <i>cmpre</i> + 157.997,88	<i>caepre</i> + <i>cmpre</i> + 167.909,11
(€/m³.año)	<i>caemupre</i> + 0,00231	<i>caemupre</i> + 0,00253	<i>caemupre</i> + 0,00269
Beneficios directos (€/año)	-	-1.867,10	-3.267,20
Beneficios externalidad (€/año)	-	-13.527,66	-23.673,40
Costes oportunidad (€/año)	-	0,00	0,00
Coste económico total			
(€/año)	<i>caepre</i> + <i>cmpre</i> + 143.980,02	<i>caepre</i> + <i>cmpre</i> + 142.603,12	<i>caepre</i> + <i>cmpre</i> + 140.968,51
(€/m³.año)	<i>caemupre</i> + 0,00231	<i>caemupre</i> + 0,00228	<i>caemupre</i> + 0,00226

8 DISCUSIÓN

Conforme a lo esperado, el análisis financiero demuestra que la instalación de la planta fotovoltaica producirá un notable ahorro en la factura eléctrica, exactamente un ahorro del 26,22% y, en el caso en el que el campo solar se ampliase al segundo depósito, del 45,89%. No obstante, esta disminución en el coste de la energía no consigue igualar el desembolso debido a la inversión y el gasto asociado al mantenimiento, los cuales también han sido minorados gracias a la subvención recibida.

El coste económico de la instalación de las dos modalidades de planta fotovoltaica se torna competitivo frente a la situación tradicional tras la valoración de todos los beneficios socioeconómicos y ambientales aportados. Los beneficios con mayor aportación han resultado ser los de tipo externalidad, es decir, el impacto de las externalidades ambientales relacionadas con la variación de la contaminación del aire y de las emisiones de GEI, en particular la vinculada a la reducción del CO₂, ya que en la situación de consumo de energía externa el grueso de las emisiones corresponden a este gas. Asimismo, cabe subrayar el acusado incremento de coste previsto para el mismo los próximos años; por lo que, con el paso del tiempo, el coste asociado a la reducción del CO₂ adquirirá un mayor peso.

Si bien las externalidades son los beneficios de mayor contribución, los beneficios de efecto directo también resultan decisivos, en especial la reducción de los costes de energía debido a la sustitución parcial de la fuente de energía. Por tanto, todos los beneficios, tanto las externalidades como los beneficios de efecto directo, tienen un papel relevante, ya que por separado su contribución no sería suficiente para que el coste de la instalación de la planta fotovoltaica, en cualquiera de las dos modalidades estudiadas, se viera compensado.

Respecto a la extensión del campo solar, con una superficie de 7,55 hectáreas se podría generar energía suficiente para abastecer al conjunto de la ETAP, logrando satisfacer la demanda total con energía sostenible. Con la instalación de la planta fotovoltaica sobre uno de los depósitos se dispone de 1,27 hectáreas y, ampliándola al segundo depósito, la superficie total sería de 2,25 hectáreas. Por lo que, para alcanzar el escenario de autoabastecimiento con energía solar al 100%, aún quedaría determinar el emplazamiento y llevar a cabo la instalación de 5,3 hectáreas de paneles solares.

Debido a la orografía del lugar, la localización de superficies para la colocación de paneles puede resultar una tarea compleja. Al igual que el caso de estudio analizado, la propuesta contemplaría en primer lugar la colocación de paneles sobre los tejados y las cubiertas de los edificios que componen la ETAP. Si con esta extensión no fuese suficiente, habría que estudiar las características de terrenos adyacentes disponibles.

Por otro lado, sería necesario considerar la instalación de equipos como baterías y reguladores que permitiesen el almacenamiento de la energía captada por los paneles, de manera que el consumo de la misma no quedase limitado a las horas de sol.

Pese a que los costes de energía de este planteamiento fuesen nulos, tanto la ampliación del campo solar, incluyendo la localización y preparación de las superficies, como la adquisición de equipación adicional, supondrían un aumento en los costes de inversión y mantenimiento, de manera que la extensión de la planta fotovoltaica podría no parecer una obra interés. No obstante, los beneficios aportados por esta ampliación también sufrirían un notable incremento. La sustitución de la fuente de energía sería total, la seguridad y confiabilidad serían mayores puesto que el suministro eléctrico no dependería de terceros y las emisiones atmosféricas derivadas de la generación de energía a partir del sol serían nulas; lo que contrarrestaría los costes iniciales e impulsaría la competitividad económica de la planta.

9 CONCLUSIONES

En lo que a las inversiones en instalaciones fotovoltaicas, no cabe duda de que actualmente nos encontramos en un contexto mucho más posibilitador que el de periodos anteriores, en los que incluso el popularmente conocido impuesto al sol llegó a tener cabida. A día de hoy la normativa, la tecnología y el mercado proporcionan más facilidades con el fin de impulsar el uso de energías sostenibles.

No obstante, además de la relevancia del marco legal, cabe subrayar la importancia de las ayudas económicas a proyectos que fomenten el uso de energía renovable. Estas ayudas son las que realmente favorecen el desarrollo hacia la sostenibilidad energética, ya que sin las mismas los costes de inversión seguirían siendo más elevados que los costes vinculados a los beneficios, de modo que este tipo de obras no quedarían económicamente justificadas.

Por tanto, en el contexto en el que actualmente nos encontramos, la instalación de la planta fotovoltaica resulta la solución más rentable y, gracias a ella, se consiguen los siguientes:

- Además de reducir la factura eléctrica, también se obtiene una mayor independencia energética. La oportunidad de dotarse de una instalación de estas características posibilita amortiguar los efectos de la volatilidad de los precios de la electricidad. Si en un futuro estos precios se disparasen, la planta fotovoltaica sería una cobertura y protección frente a la inestabilidad y fluctuación del coste de la energía.
- Producir energía con una instalación de autoconsumo solar permite tener un coste fijo en los próximos 25 años simplemente aprovechando la cubierta del depósito y poniendo en valor un espacio improductivo.
- Una instalación solar evita que una gran cantidad de gases contaminantes sean enviados a la atmósfera, colaborando con la sostenibilidad del territorio y el cumplimiento de los compromisos establecidos en la Agenda 2030, así como con los objetivos legales fijados por la ley 4/2019 de sostenibilidad energética.

10 BIBLIOGRAFÍA

Agencia Europea de Medio Ambiente (2011). Revealing the costs of air pollution from industrial facilities in Europe. Agencia Europea de Medio Ambiente, Copenhagen.

Agirregoikoa, A. (2021). Infraestructuras: Hidráulicas, El Consorcio de Aguas Bilbao Bizkaia finaliza la obras de construcción de la mayor planta fotovoltaica de Bizkaia. Deia, 7 de noviembre de 2021.

BBK Behatokia Observatorio Socioeconómico de Bizkaia (2020). Situación social en Bizkaia y la Agenda 2030. Deusto Business School, Bilbao. <https://www.bbk-behatokia.com/wp-content/uploads/2021/04/ODS6-2021.pdf> Accedido el 30 de noviembre de 2021.

BOE (1985). Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas. Boletín Oficial del Estado núm. 189, de 8 de agosto de 1985.

BOE (1985). Ley 7/1985, de 2 de abril, Reguladora de las Bases del Régimen Local. Boletín Oficial del Estado núm. 80, de 3 de abril de 1985.

BOE (2019). Ley 4/2019, de 21 de febrero, de sostenibilidad energética de la Comunidad Autónoma Vasca. Boletín Oficial del Estado núm. 64, de 15 de marzo de 2019.

- Bruyn y Vries (2020). Health costs of air pollution in European cities and the linkage with transport. Consultancy CE Delft for the European Public Health Alliance (EPHA). <https://ec.europa.eu/jrc/communities/en/community/city-science-initiative/document/health-costs-air-pollution-european-cities-and-linkage> Accedido el 4 de enero.
- Comisión Europea (2014). Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects. Economic Appraisal Tool for Cohesion Policy 2014-2020. Dirección General de Política Regional y Urbana de la comisión Europea, Bruselas.
- Comisión Europea (2021). Economic Appraisal Vademecum 2021-2027. General Principles and Sector Applications. Dirección General de Política Regional y Urbana de la comisión Europea., Bruselas.
- Ente Vasco de la Energía (2017). Estrategia Energética de Euskadi 2030. <https://www.eve.eus/Conoce-la-Energia/La-energia-en-Euskadi/Energy-Policy-2030?lang=es-es> Accedido el 5 de diciembre de 2021.
- García, A. (2015). La gran obra por excelencia del Consorcio de Aguas Bilbao Bizkaia es la EDAR de Galindo. *agua*, 1 de junio de 2015. <https://www.iagua.es/noticias/espana/consorcio-aguas-bilbao-bizkaia/15/06/01/gran-obra-excelencia-consorcio-aguas-bilbao> Accedido el 30 de noviembre de 2021.
- Gobierno de España (2020). Libro de la energía de España 2018. Vicepresidencia Cuarta del Gobierno. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Secretaría de Estado de Energía, Madrid. <https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Libro-Energia-2018.pdf> Accedido el 11 de diciembre de 2021.
- Naciones Unidas (2010). Resolución 64/292. El derecho humano al agua y el saneamiento. Resolución aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas el 28 de julio de 2010.
- Quirola, G. (2019). Binomio agua-energía: agua para la energía. Trabajo Fin de Máster. Máster en Hidrología y Gestión de Recursos Hídricos. Universidad de Alcalá, Madrid; Universidad Rey Juan Carlos, Madrid.
- Valdezate, M. (2020). Binomio agua-energía: energía para el agua. Análisis del consumo energético del ciclo del agua en España. Trabajo Fin de Máster. Máster en Hidrología y Gestión de Recursos Hídricos. Universidad de Alcalá, Madrid; Universidad Rey Juan Carlos, Madrid.
- www.baseform.com *Baseform* Aplicación informática comercial de uso privado
- www.bizkaia21.eus *Diputación Foral de Bizkaia*. <https://www.bizkaia21.eus/atalak/TerritorioSostenible/Lugares/datos.asp?>

[id=4&IdPagina=36&idioma=ca](#) Accedido el 30 de noviembre de 2021.

www.consorciodeaguas.eus *Consortio de Aguas Bilbao Bizkaia*.

<https://www.consorciodeaguas.eus/Web/QuienesSomos/Entidades.aspx> Accedido el 30 de noviembre de 2021.

<https://www.consorciodeaguas.eus/Web/CicloAgua/ciclodelagua.aspx?id=potabilizacion> Accedido el 30 de noviembre de 2021.

<https://www.consorciodeaguas.eus/web/GestionAmbiental/Declaraciones.aspx> Accedido el 30 de noviembre de 2021.

<https://www.consorciodeaguas.eus/html/pdf/VAlta.pdf> Accedido el 30 de noviembre de 2021.

www.eustat.eus *Instituto Vasco de Estadística*.

https://www.eustat.eus/elementos/ele0015400/consumo-del-agua-en-la-ca-de-euskadi-por-tipos-de-uso/tbl0015444_c.html Accedido el 30 de noviembre de 2021.

https://www.eustat.eus/elementos/ele0016000/poblacion-de-la-ca-de-euskadi-por-ambitos-territoriales-segun-grandes-grupos-de-edad-y-sexo/tbl0016017_c.html Accedido el 30 de noviembre de 2021.

www.google.es *Google maps* www.google.es/maps Accedido el 4 de enero de 2022.

www.iberdrola.com *Iberdrola* <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/que-es-energia-fotovoltaica> Accedido el 18 de diciembre de 2021.

www.omie.es *Operador del Mercado Ibérico de Energía*

www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual Accedido el 11 de diciembre de 2021.

www.ree.es *Red Eléctrica de España* <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema> Accedido el 26 de diciembre de 2021.

www.sendeco2.com *Sistema Europeo de Negociación de CO₂*

<https://www.sendeco2.com/es/precios-co2> Accedido el 26 de diciembre de 2021.

11 ANEJOS

11.1 Anejo A. Población abastecida

Tabla 31. Población abastecida desde la ETAP de Venta Alta (A partir de datos de www.eustat.eus)

Municipio	Habitantes	Municipio	Habitantes	Municipio	Habitantes
Abanto Zierbena	9.405	Galdakao	29.429	Muskiz	7.289
Alonsotegi	2.946	Galdames	840	Ortuella	8.319
Arantzazu	417	Gamiz-Fika	1.378	Plentzia	4.523
Areatza	1.258	Gatika	1.668	Portugalete	45.677
Arrigorriaga	11.896	Getxo	76.319	Santurtzi	45.661
Artea	749	Gordexola	1.715	Sestao	26.896
Bakio	2.781	Gorliz	6.059	Sondika	4.516
Balmaseda	7.673	Güeñes	6.612	Sopela	13.273
Barakaldo	98.729	Igorre	4.224	Sopuerta	2.628
Barrika	1.590	Larrabetzu	2.102	Ubide	169
Basauri	40.546	Laukiz	1.249	Ugao-Miraballes	4.094
Bedia	1.075	Leioa	31.940	Urduliz	4.955
Berango	7.424	Lemoa	3.531	Trapagaran	11.760
Bilbao	342.662	Lemoiz	1.320	Zalla	8.349
Derio	7.028	Lezama	2.404	Zamudio	3.223
Dima	1.476	Loiu	2.259	Zaratamo	1.644
Erandio	24.050	Maruri-Jatabe	961	Zeanuri	1.233
Etxebarri	11.535	Morga	418	Zeberio	1.078
Fruiz	548	Mungia	17.324	Zierbena	1.517

11.2 Anejo B. Efecto fotoeléctrico

“El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta, en general). A veces se incluyen en el término otros tipos de interacción entre la luz y la materia:

- Fotoconductividad: Es el aumento de la conductividad eléctrica de la materia o en diodos provocada por la luz.
- Efecto fotovoltaico: Transformación parcial de la energía lumínica en energía eléctrica.”
(www.wikipedia.org)

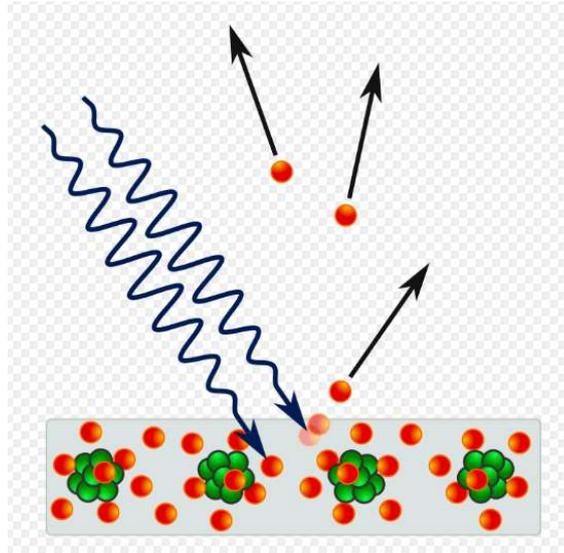


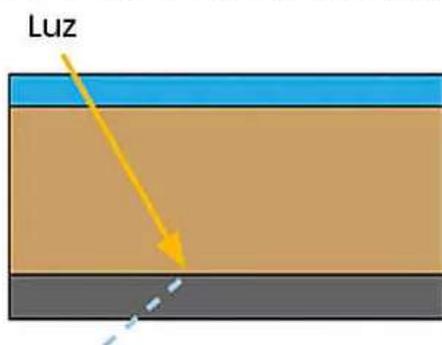
Figura 10. Emisión de electrones (en rojo) en una placa metálica al recibir suficiente energía transferida desde los fotones incidentes (líneas onduladas). (Tomado de www.wikipedia.org)

11.3 Anejo C. Tecnología PERC

Los paneles regulares están conformados por tres capas: una capa emisora exterior de silicio, una capa intermedia o base, también de silicio, y una capa trasera de aluminio encargada de la absorción de la radiación infrarroja que logra atravesar las primeras dos.

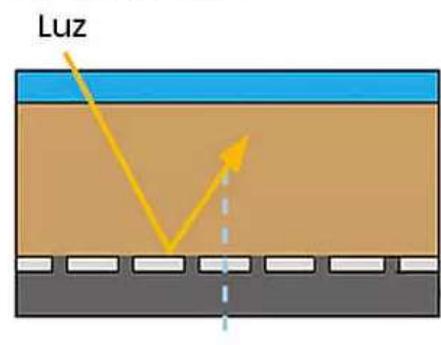
La tecnología PERC consiste en agregar una cuarta capa reflejante entre la capa interna de silicio y la capa trasera de aluminio, con la finalidad de rebotar la luz infrarroja contra las dos capas de silicio, logrando una mayor cantidad de energía eléctrica.

CELDA CONVENCIONAL



La luz es absorbida por la metalización del aluminio.

CELDA PERC



La luz de reflexión generará corriente adicional.

Figura 11. Esquema de paneles solares con tecnología PERC

11.4 Anejo D. Precio de la energía eléctrica

Tabla 32. Precio de la electricidad en 2016 (A partir de datos de *www.omie.es*)

Mes	Precio máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Enero	66,71	2,3
Febrero	57	2,3
Marzo	59,81	4,5
Abril	58	4
Mayo	43,51	2,3
Junio	49,98	16
Julio	50,73	25,29
Agosto	48,95	25,97
Septiembre	53,66	27,5
Octubre	69,88	30
Noviembre	73,87	10,88
Diciembre	75,5	35,2

Tabla 33. Precio de la electricidad en 2017 (A partir de datos de *www.omie.es*)

Mes	Precio máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Enero	101,99	40,8
Febrero	79,11	8
Marzo	61,05	12
Abril	59,58	2,3
Mayo	57,15	25,43
Junio	60,15	37,47
Julio	58,62	37,12
Agosto	56,05	28
Septiembre	59,69	33,25
Octubre	71,42	23,85
Noviembre	79,62	23,86
Diciembre	90	5

Tabla 34. Precio de la electricidad en 2018 (A partir de datos de *www.omie.es*)

Mes	Precio máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Enero	77,71	2,06
Febrero	74,15	35,75
Marzo	70	2,3
Abril	75	5
Mayo	67,67	15
Junio	66,26	41,58
Julio	69,3	49,83
Agosto	76,75	47,05
Septiembre	81,82	47,9
Octubre	84,13	33
Noviembre	75,56	34,38
Diciembre	71,97	45,15

Tabla 35. Precio de la electricidad en 2019 (A partir de datos de *www.omie.es*)

Mes	Precio máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Enero	74,74	19,74
Febrero	70,66	15,6
Marzo	61,41	3,52
Abril	62,48	5
Mayo	60	20
Junio	59,21	26,73
Julio	60,1	39,1
Agosto	53,84	32
Septiembre	56,86	25
Octubre	61,5	24,27
Noviembre	65,64	5,95
Diciembre	64,26	0,03

Tabla 36. Precio de la electricidad en 2020 (A partir de datos de *www.omie.es*)

Mes	Precio máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Enero	62,48	14
Febrero	50,77	5,1
Marzo	48,28	5,64
Abril	31,01	1,95
Mayo	36,19	1,02
Junio	42,09	10,64
Julio	46,15	18,5
Agosto	55,69	20
Septiembre	61,14	12
Octubre	59,3	1,95
Noviembre	62,38	8
Diciembre	68,9	1,95

11.5 Anejo E. Precio de la producción de la energía

Tabla 37. Precios marginales de producción de la energía (A partir de datos de www.ree.es)

Año	Precio marginal Importación (€/MWh)	Precio marginal España (€/MWh)
2016	12,78	0,79
2017	8,10	2,46
2018	10,25	2,25
2019	7,51	4,36
2020	5,25	3,40

11.6 Anejo F. Origen del mix de producción de la energía

Tabla 38. Porcentajes del origen de la energía del mix medio de producción (A partir de datos de www.omie.es)

Año	Porcentaje Importación	Porcentaje España
2016	7,60%	92,40%
2017	8,00%	92,00%
2018	8,40%	91,60%
2019	6,50%	93,50%
2020	6,50%	93,50%

11.7 Anejo G. Precios sombra del CO₂

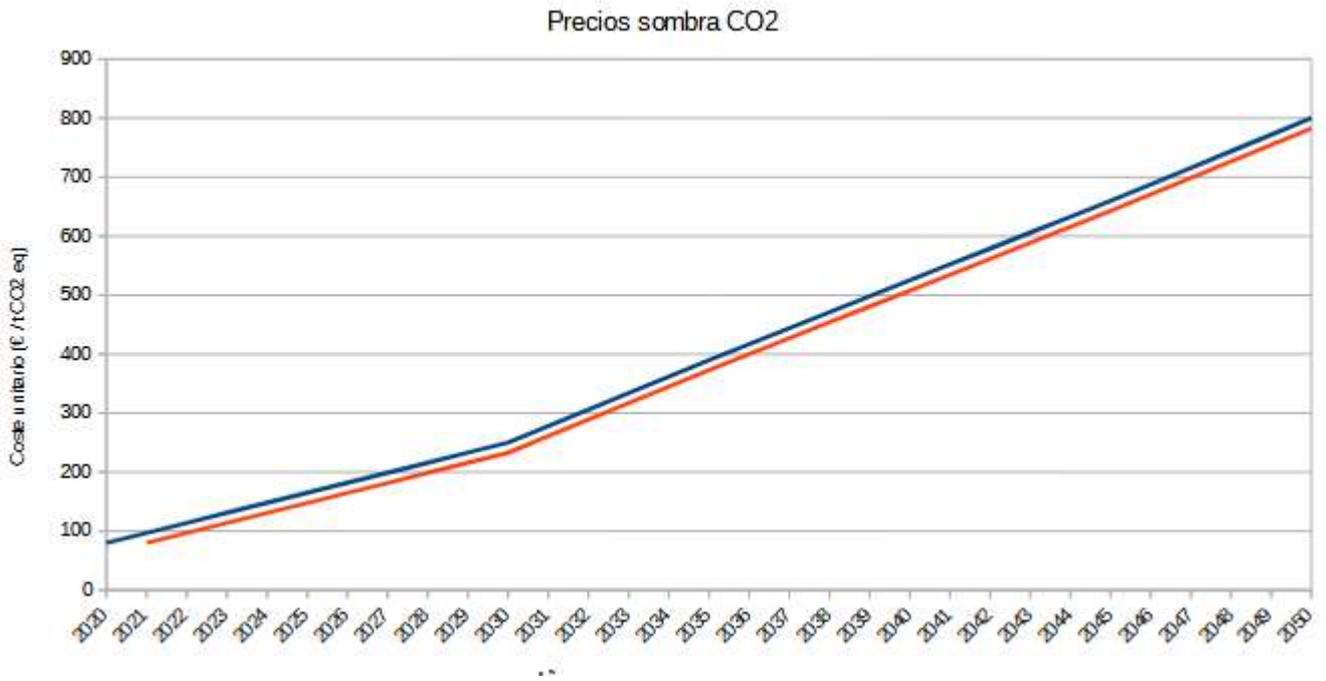


Figura 12. Precios sombra del CO₂: en azul precios recomendados por el BEI (A partir de datos de Comisión Europea 2021) y en rojo proyección partiendo del precio actual proporcionado por www.sendeco2.com