



TRANSICIÓN RENOVABLE EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

GRUPO 3

Rocío Díez Zafra
Jana López García
Raquel Paniagua Calleja
Manuel Marina Contreras
Javier Suárez Muñoz
Óscar Vázquez Álvarez

Tutor: Alejandro Diego Rosell

Noviembre 2021

Contenido

1. Resumen ejecutivo	6
2. One page.....	10
3. Cronograma	12
4. Validación del modelo	15
4.1. Factores políticos y legales	17
4.2. Factores económicos	19
4.3. Factores socioculturales	20
4.4. Factores tecnológicos	21
4.5. Factores medioambientales.....	24
4.6. Matriz de valoración de los impactos de los factores del análisis PEST	25
5. Valoración del mercado. Análisis específico del sector.....	28
5.1. Mercados	28
5.2. Análisis de las cinco fuerzas competitivas de Porter.....	33
6. Modelo de negocio y plan estratégico	40
6.1. Análisis DAFO	40
6.2. Propuesta de valor	43
6.3. Descripción del modelo de negocio - Business Model Canvas	43
6.4. Plan estratégico.....	44
7. Plan de marketing	47
7.1. Segmentación de clientes	47
7.2. Competencia y posicionamiento.....	48
7.3. Plan de acción. Marketing mix.....	49
8. Plan de operaciones	54
8.1. Mapa de procesos	54
8.2. Definición de recursos físicos.....	58
9. Plan de Recursos Humanos.....	60
9.1. Socios.....	60
9.2. Perfiles, funciones y organigrama	60
9.3. Plantilla y evolución	61



10. Plan legal. Forma jurídica	63
10.1. Normativa vigente	63
10.2. Forma jurídica.....	63
11. Plan Financiero	65
11.1. Plan de inversión	65
11.2. Financiación y obtención de ingresos.....	68
11.3. Análisis financiero	69
12. Bibliografía	72
Anexo I. Validación de modelo de negocio.	iii
Anexo II. Normativa vigente.....	xxxv
Anexo III. Modelo económico financiero.....	xxxix

Índice de gráficas

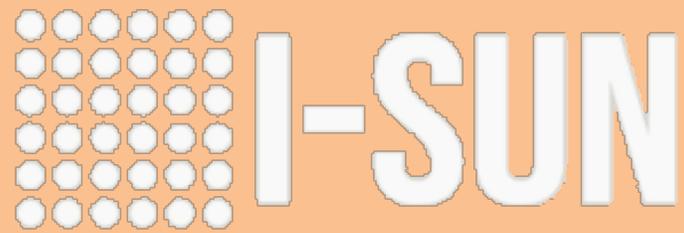
Gráfica 1. Evolución de la energía solar fotovoltaica en España.	19
Gráfica 2. Precio medio de módulos y nueva capacidad instalada de energía solar fotovoltaica anual (2011-2021)	20
Gráfica 3. Evolución LCOE solar fotovoltaica.	21
Gráfica 4. Evolución de la eficiencia en las celdas fotovoltaicas según tecnología	22
Gráfica 5. Potencia eléctrica instalada a 31/12/2020 (Sistema eléctrico peninsular).	24
Gráfica 6. Estructura de la generación peninsular en el año 2019 y 2020 en España (%)	34
Gráfica 7. Estructura de generación anual de energía renovable peninsular 2020	34
Gráfica 8. Precios Venta de energía 1.....	67

Índice de tablas

Tabla 1. Commercial Operation Dates (COD).	13
Tabla 2. Cronograma.	13
Tabla 3. Huella de empleo del sector fotovoltaico en España en 2020.....	21
Tabla 4. Nivel de emisiones por tecnologías a lo largo de su ciclo de vida.	25
Tabla 5. Análisis de PEST	26
Tabla 6. Coste total potencia instalada, factor de capacidad y coste nivelado de la energía (2010-2020)	35
Tabla 7. Matriz de valoración de Porter I-SUN.....	38
Tabla 8. DAFO autoconsumo.	40
Tabla 9. DAFO Venta Merchant.....	41
Tabla 10. DAFO PPAs.	42
Tabla 11. Objetivos en cinco años	45

Índice de imágenes

Imagen 1. One page	10
Imagen 2. Empresas fabricantes españolas en la cadena de valor fotovoltaica	23
Imagen 3. Zonas geográficas donde se ubican las subestaciones de Iberdrola.	29
Imagen 4. Representación gráfica del TAM-SAM-SOM del Autoconsumo y Venta Merchant..	31
Imagen 5. Principales empresas por actividad sector fotovoltaico español.....	36
Imagen 6. Propuesta de valor.	43
Imagen 7. Model Canvas	43
Imagen 8. Mapa de España de las mayores distribuidoras eléctricas.....	47
Imagen 9. Route to market.	51
Imagen 10. Logotipo I-SUN.	52
Imagen 11. Organigrama I-SUN	60
Imagen 12. Forma jurídica	63



Resumen Ejecutivo

1. Resumen ejecutivo

Las subestaciones eléctricas de tipo intemperie se han caracterizado históricamente por requerir una gran superficie de terreno para su implantación. El aire y el aceite se han utilizado tradicionalmente como medios aislantes en los equipos y elementos de las subestaciones, siendo éste un diseño que requiere de mucho espacio físico.

Gracias al desarrollo de nuevas tecnologías, hoy se puede hablar de posibilidades de reducción de hasta un 90% en las necesidades de espacio a partir de la sustitución del diseño anterior por subestaciones encapsuladas en gas o GIS (Gas Insulated Switchgear). Las subestaciones compactas son la mejor opción, no sólo para los casos en los que se cuenta con poco espacio disponible, sino que además suponen una explotación de la instalación y un mantenimiento más sencillo. Estas compactaciones se van a traducir en la liberación de extensiones de superficies muy grandes que, en la mayoría de los casos, van a quedar sin uso alternativo por encontrarse en suelos no urbanos.

Nuestra propuesta, denominada I-SUN surge como una iniciativa *in-company* para la compañía distribuidora propietaria de las subestaciones, en este caso Iberdrola, con el objetivo de crear valor a partir del espacio libre generado tras la compactación. La disponibilidad in situ de conexión a la red eléctrica convierte a estos terrenos liberados en inmejorables enclaves para la instalación de parques fotovoltaicos que permitan generar energía eléctrica limpia. Es importante destacar que Iberdrola Distribución cuenta con más de 11 millones de clientes y extiende su red eléctrica por 10 comunidades autónomas y 25 provincias, en una superficie que abarca 190.000 km².

El proyecto I-SUN además de la energía limpia generada, optimiza y recupera espacios vacíos, que de otra manera quedarían sin aprovechamiento en el corto plazo. Otro de los valores por el que apuesta I-SUN es la mejora de imagen corporativa.

I-SUN realizará la evaluación, el desarrollo, la tramitación, la construcción, la operación y el mantenimiento de estas instalaciones fotovoltaicas en aquellos terrenos que queden libres después de la compactación de la subestación y por los cuales pagará un alquiler a Iberdrola Distribución.

Para el aprovechamiento de la energía producida en las nuevas instalaciones se definieron inicialmente los siguientes servicios:

- ✓ Servicio 1: Autoconsumo de la propia subestación eléctrica.
- ✓ Servicio 2: Vertido de energía a red para venta mercado o "merchant".
- ✓ Servicio 3: Instalación de una electrolinera en las proximidades de la subestación eléctrica.
- ✓ Servicio 4: Venta de energía a través de contratos PPAs físicos a la industria del entorno.

La validación del modelo de negocio mediante entrevistas y encuestas a los distintos grupos de interés, demostró la viabilidad técnica de todas las opciones, sin encontrar a priori ningún elemento que descartase ninguna de ellas. Sin embargo, una vez realizado el análisis específico del sector, se ha constatado que, tanto el autoconsumo como la venta a mercado presentan obvias ventajas



competitivas debido al hecho de ser un proyecto *in-company* de Iberdrola con un posicionamiento estratégico muy fuerte. Por otro lado, el posicionamiento en los dos modelos restantes, PPAs y electrolineras, es significativamente más débil por presentar una mayor fortaleza de los clientes, una competencia feroz (en el caso de las electrolineras) y por la existencia de alternativas muy competitivas (p.e. el autoconsumo industrial).

Aunque concebida inicialmente como una unidad englobada dentro del grupo de Energías Renovables de Iberdrola, I-SUN nace con el espíritu de convertirse en una *spin-off*, es decir, una empresa de entidad propia una vez comprobada la sostenibilidad del negocio por sí mismo y tras demostrar mediante la experiencia, una solvencia en la promoción y ejecución de proyectos, que permita ofrecer los servicios a otras empresas.

Para ello, el aprovechamiento de las sinergias con la casa matriz es fundamental durante los primeros años de promoción y ejecución de los proyectos. Por un lado, Iberdrola puede proporcionar los recursos humanos necesarios con el *expertise* requerido, tanto en las áreas técnicas como comerciales tales como servicios legales, *supply chain*, gestión de proyectos de ingeniería y construcción y operación de instalaciones. Y por otro, ser parte de Iberdrola ofrece la ventaja de dar el acceso a financiación, suministradores, contratistas, clientes comerciales, etc., y acuerdos marco que permitan una rápida implementación del modelo, ajustado en coste y con unos niveles garantizados de calidad en el suministro.

Por la propia naturaleza de nuestro negocio, con límites en la capacidad de acceso en cada subestación y disponibilidad de espacio, hemos propuesto un plan de negocio en dos fases:

- En una **primera fase**, se realizará el desarrollo e implementación de los modelos de autoconsumo (en todas las subestaciones) y de venta a mercado (en aquellas subestaciones que cumplan los requisitos) con el desarrollo en paralelo del modelo PPA buscando oportunidades, ya sean a través de PPAs físicos o virtuales con empresas de tamaño mediano compatibles con la capacidad de I-SUN.
- En una **segunda fase** se realizará la evaluación en detalle del modelo de electrolineras en cuanto I-SUN alcance un volumen de potencia instalada superior a los 7,5 MWp.

La planificación sobre la que se sustenta el modelo de negocio contempla la ejecución de proyectos de tamaño medio de 0,5 MWp de manera secuencial hasta un total de 15 proyectos en operación en 5 años.

Para el proyecto tipo de 0,5 MWp se ha realizado el diseño preliminar del parque fotovoltaico basado en el MVP de la subestación de Renedo (Valladolid) realizado durante la validación del modelo. El espacio libre tras su compactación es aproximadamente de 1 hectárea, lo que permite la instalación de 1.385 módulos de 360 kWp bifaciales. El CAPEX de este proyecto asciende a 297.525 Euros, lo que supone una ratio de coste de la instalación de 0,6 Eur/Wp, que se encuentra dentro de los rangos actuales de la industria. Considerando una capacidad de 1.930 horas anuales, es posible obtener una producción de energía eléctrica de 921.055 kWh al año.



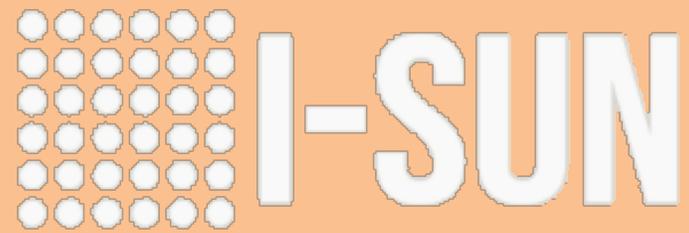
Por otro lado, el consumo estimado de los sistemas auxiliares de esta subestación es de 90.000 kWh año, por lo que existe un excedente que se aprovecharía para venta a mercado. En estos términos se ha formulado el modelo económico para el parque tipo, que arroja unos resultados de factibilidad y rentabilidad positivas con un VAN de 124.608 Eur (con un WACC de 5.5%) y una TIR de fondos propios del 8,3%, sobre las bases de un precio de electricidad de 42 Eur/MWh flat a lo largo de 30 años. Es importante destacar que se han considerado una ratio 30/70 fondo propios/deuda.

Una vez demostrada la viabilidad del proyecto tipo, se ha realizado el modelo económico para la instalación de 15 parques fotovoltaicos en 5 años. En este caso, la rentabilidad del proyecto a 30 años asciende al 8,3 %.

Los principales riesgos para este negocio van a estar relacionados con la posibilidad de reducción de precios de venta de energía, el incremento del coste de las materias primas por encima de lo esperado, la reducción de márgenes y la aparición de nuevos competidores. Si bien los efectos sobre el resultado económico pueden ser alto en algunos casos, hemos sido conservadores a la hora de realizar las estimaciones, luego la probabilidad de ocurrencia se mantendría baja, a excepción del factor de nuevos competidores, lo cual es muy probable. No obstante, es destacable que inicialmente se trata de un proyecto *in-company* dentro de una compañía líder del sector eléctrico, lo cual supone disponer de posibles mecanismos de mitigación y contención del riesgo.

En definitiva, I-SUN es una propuesta de valor factible y segura. Como propuesta de valor, presenta claros beneficios económicos, sociales y medioambientales. Desde el punto de vista económico proporciona una producción eléctrica adicional que permite tanto un ahorro de servicios auxiliares como unos ingresos adicionales por la venta de los excedentes a la red. Contribuye además a mejorar la imagen de marca orientándola a la transición energética y a la consecución de los objetivos de Cero emisiones netas en 2050 marcadas por la Unión Europea y permite reutilizar el espacio libre afectado por la subestación, produciendo energía sin emisiones de CO₂. Además, resulta una propuesta rentable tanto de manera individualizada para cada subestación como planteada como un proyecto de un conjunto de subestaciones.

Por todo ello, en el equipo de I-SUN estamos convencidos de lo interesante de la propuesta y de que su implementación presentaría grandes beneficios tanto a la empresa privada como a la sociedad creando valor a lo largo de toda la cadena. Creemos por tanto que tras demostrar el modelo *in-company* podríamos constituir una empresa propia y extender este modelo al resto de compañías eléctricas.



One page

2. One page



EQUIPO



Javier Suárez
Director



Jana López
Jefa desarrollo de negocio



Manuel Marina
Ingeniero desarrollo de proyecto



Óscar Vázquez
Project Manager



Raquel Paniagua
Project Manager (FUTURO)



Rocio Díez
Project Manager (FUTURO)

CONTACTO

isun@gmail.com
+34 695 31 23 12

<https://sites.google.com/learning.es/es/isun/inicio>



TRANSICIÓN RENOVABLE EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

(O CÓMO RENTABILIZAR EL ESPACIO LIBERADO TRAS UNA COMPACTACIÓN)

PROBLEMA

Gracias al desarrollo de la aparamenta encapsulada en gas o GIS (Gas Insulated Switchgear), la compactación de las subestaciones de media y alta tensión está **liberando espacios** de hasta un 90% respecto del terreno ocupado por la instalación anterior. Actualmente, estas superficies no están siendo aprovechadas.

SOLUCIÓN

I-SUN nace con el objetivo de **rentabilizar** el espacio liberado tras la compactación de las subestaciones mediante la generación y venta de energía. Aprovechando la facilidad de conexión a la red, I-SUN genera **energía limpia** a través de instalaciones fotovoltaicas modulares.

PRODUCTO

I-SUN realiza la evaluación, desarrollo, tramitación, construcción, operación y mantenimiento de estas instalaciones fotovoltaicas; para posteriormente **vender la energía** eléctrica en 3 canales:

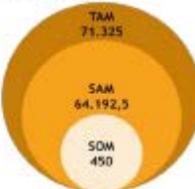
- ✓ Autoconsumo propia subestación
- ✓ Venta merchant
- ✓ Contrato PPA

MERCADO

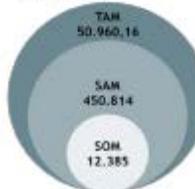
Primera fase: Autoconsumo y Venta Merchant, es de **12.835 MWh/año** de un mercado accesible total de **515.006,5 MWh/año** → **2,5%** del mercado ambicioso pero alcanzable. (Con posibilidad de contratos de PPAs)

Segunda fase: Prospección en el mercado de electrolinerías.

AUTONSUMO (MWh/año)



VENTA MERCHANT (MWh/año)



MODELO DE NEGOCIO

Medio Plazo: Modelo **In-company**

- Promoción, ejecución y operación de proyectos de 0,5 MWp hasta un total de **15 proyectos** en operación en 5 años.
- Tasa de **crecimiento anual del 71%**.
- VAN: **1,507 M€**, TIR: **8,3 % (ffpp)**
- Ratio Coste de Instalación **0,6 Eur/Wp**
- Ratio inicial ffp/deuda **30/70**

Largo Plazo: Modelo **Spin-off**

VENTA ANUAL (k€)



ROADMAP

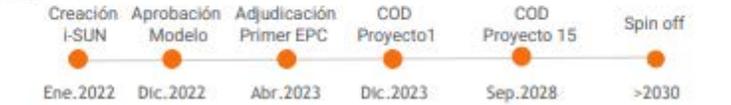
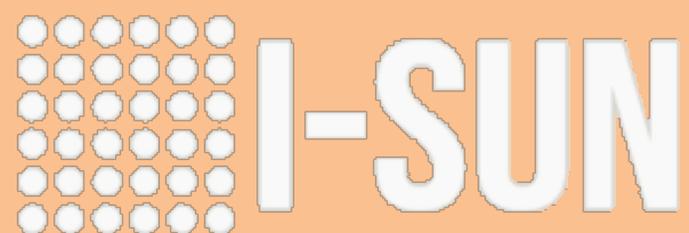


Imagen 1. One page. Fuente: Elaboración propia.



Cronograma

3. Cronograma

En el siguiente cronograma se describen las principales actividades e hitos para el periodo comprendido entre la puesta en marcha de I-SUN, en septiembre de 2022, y la ejecución de los 15 proyectos 0,5 MWp en 5 años desde la aprobación del concepto.

Durante la promoción de cada proyecto, se consideran:

- Una etapa inicial de Desarrollo de Negocio cuyo objetivo principal es la identificación de las subestaciones susceptibles de ampliación, así como los potenciales clientes para PPAs y se realiza el caso de negocio individualizado para cada una de ellas. En paralelo, se planifica la estrategia de marketing y comunicación.
- La etapa de Desarrollo, que contempla la tramitación de las licencias necesarias y la solicitud de acceso y conexión, (se han considerado seis meses), la búsqueda de financiación y la licitación y adjudicación de los contratos de ejecución. En principio se mantiene la premisa de contratos llave en mano, situación que podría variar en función de la estrategia de contratación finalmente decidida en el contexto *in-company*.

Para la etapa de ejecución se han asumido adjudicaciones del proyecto en paquetes de tres parques fotovoltaicos, con una etapa inicial de cuatro meses de duración de ingeniería de detalle y compras, seguida de un periodo de construcción de siete meses incluida la puesta en marcha. La construcción de los proyectos presenta un decalaje de cuatro meses como medida de optimización del CAPEX al reducir la mano de obra y permitir que los recursos físicos y personales para la obra civil y los trabajos electromecánicos puedan movilizarse de una ubicación a la siguiente. La movilización entre ubicaciones se ha considerado de cinco meses.

Esta planificación es conservadora en el sentido de que no se ha previsto curva de aprendizaje ni en la ingeniería de detalle ni en la construcción, es decir, todos los proyectos se estiman de la misma duración, aun cuando se prevé que los proyectos futuros se beneficiarán de una reducción de tiempos por la estandarización en el diseño y los procesos de compras.

De esta manera, el calendario de Commercial Operation Dates (COD) queda como sigue:



HITO	COMIENZO
COD P1	mié 27/12/23
COD P2	mié 15/05/24
COD P3	mié 02/10/24
COD P4	mié 19/02/25
COD P5	mié 11/06/25
COD P6	mié 01/10/25
COD P7	mié 18/02/26
COD P8	mié 10/06/26
COD P9	mié 30/09/26
COD P10	mié 17/02/27
COD P11	mié 09/06/27
COD P12	mié 29/09/27
COD P13	mié 16/02/28
COD P14	mié 07/06/28
COD P15	mié 27/09/28

Tabla 1. Commercial Operation Dates (COD). Fuente: Elaboración propia

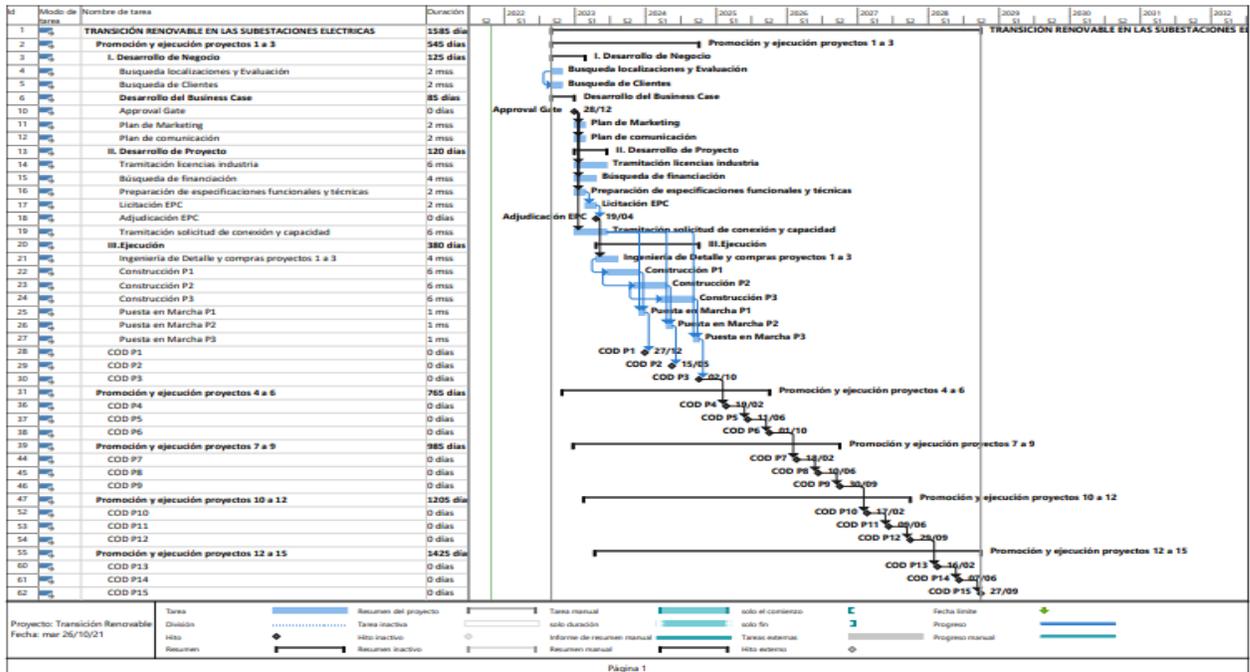
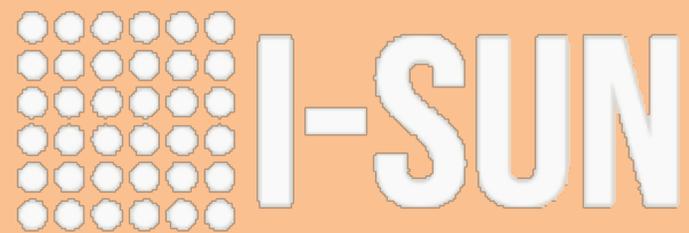


Tabla 2. Cronograma. Fuente: Elaboración propia.

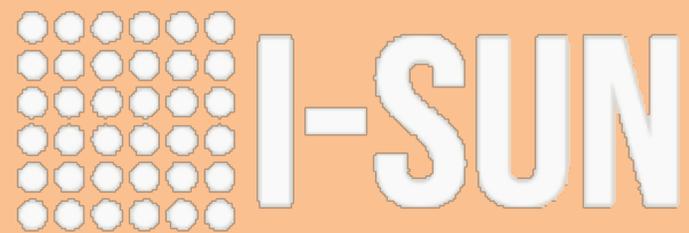


Validación del modelo

4. Validación del modelo

Una vez ideado el modelo de negocio se ha procedido a su validación testeando las hipótesis consideradas con clientes potenciales y socios claves, obteniendo su feedback, de manera que se ha comprobado que el modelo tiene recorrido en el mercado. Este estudio se recoge como anexo I de este documento.

Si bien se ha validado la posibilidad de ofrecer estos 4 tipos de productos, en un análisis posterior del entorno general y particular de cada uno de ellos (*apartado 5 de este documento*), se ha decidido en una primera fase ofrecer sólo Venta a Merchant, Autoconsumos y eventuales contratos PPAs; dejando el producto de electrolineras para una fase posterior.



Análisis externo

4.1. Factores políticos y legales

4.1.1. Factores políticos

El cambio climático es una amenaza existencial para el mundo tal y como lo conocemos y, por ende, para Europa y España en particular. El cambio climático es, sin duda, el mayor desafío de nuestro tiempo, pero a la vez es una oportunidad para construir un nuevo modelo económico. Existe un consenso global en la necesidad de atajar este cambio climático, consenso que se plasmó claramente en el histórico acuerdo de París en 2015. La COP26, que se está celebrando en Glasgow este noviembre, se presenta como una oportunidad para fijar objetivos más estrictos para 2030 con una senda clara para alcanzar emisiones netas cero para mediados de siglo o poco después.

El **Pacto Verde Europeo (European Green Deal)** es el elemento vertebrador de este liderazgo climático y tiene como objetivo transformar el bloque de 27 países y convertir a la UE en el primer continente climáticamente neutro para 2050. El Pacto Verde Europeo transformará a la UE en una economía moderna, eficiente en el uso de los recursos y competitiva, garantizando: Un tercio de las inversiones de 1,8 billones de euros del **Plan de Recuperación Next Generation EU** y el presupuesto de siete años de la UE financiarán el Pacto Verde Europeo.

Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55 % para 2030 requiere una mayor proporción de energía renovable y una mayor eficiencia energética. En el caso de España, la traslación de estos objetivos se detalla en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)**. El PNIEC persigue una reducción de un 23 % de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.

4.1.2. Factores legales

La gran apuesta de Europa por una transición energética y la prioridad otorgada por el gobierno a través de la nueva **Ley de Cambio Climático y Transición Energética (ley 7/2021, de 20 de mayo)** recoge como instrumentos de planificación para abordar la transición energética el **Plan Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030** y la **Estrategia de Descarbonización a 2050 de la economía española**

Un aspecto que hoy es clave, sin duda, es la consideración de la ciudadanía como actor fundamental para la transición energética y el despliegue de las energías renovables, mejorando sus capacidades de elección y favoreciendo que las empresas reorienten su oferta para poder ofrecer un servicio más renovable a la vez que suponga un ahorro económico. En ese sentido, se ha iniciado una etapa en la que se persigue la identificación y eliminación de las barreras legales, administrativas y económicas a la compra-venta directa de electricidad renovable entre productores y consumidores con independencia de su tamaño.

El desarrollo de las nuevas instalaciones va a continuar apoyándose en mecanismos de concurrencia competitiva, como los procedimientos de subastas iniciados en 2015, además de contratos PPA bilaterales, corporativos, de autoconsumo y la venta directa merchant a precios del mercado eléctrico.

El operador del mercado Ibérico de electricidad (OMIE) es el organismo designado para la intermediación en la compra y venta de electricidad entre generadores y comercializadores en el mercado diario. Por otro lado, la compra y venta al por mayor para periodos de tiempo futuros es gestionada por el organismo OMIP. El principal marco regulatorio de esta actividad es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es el organismo responsable de supervisar el buen funcionamiento de los mercados energéticos y garantizar la existencia de un comportamiento competitivo.

En relación con los instrumentos de **subasta** y **autoconsumo**, el Gobierno ha ido actualizando recientemente el marco regulatorio con el fin de proporcionar un mayor impulso a partir de la aprobación de las siguientes leyes:

- **Real Decreto-ley 23/2020**, de 23 de junio, por el que se regula el nuevo régimen económico de energías renovables (REER) para instalaciones de generación eléctrica mediante subastas. Esta nueva ley se centra en hitos y plazos para evitar especulaciones, en los permisos de acceso y conexión a red, y anticipa el nuevo sistema de subastas, de manera que el inversor dispone ahora de una mejor estabilidad y se facilita la tramitación de proyectos. En la primera subasta de renovables que tuvo lugar el 26 de enero de 2021 se adjudicaron 3.034 MW y desde el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ya se han puesto en marcha los trámites para celebrar en octubre de 2021 una nueva subasta de 3.300 MW con el objetivo de aumentar la producción eléctrica renovable. La particularidad de esta segunda subasta reside en que se **reserva un cupo de 300 MW para iniciativas de generación solar distribuida**, es decir, para instalaciones de menos de 5 MW. En ese sentido, existe una predisposición del gobierno para democratizar el sistema eléctrico y promocionar iniciativas locales que aporten una mayor eficiencia. La intención del gobierno sería la de subastar unos 20 GW entre 2021 y 2025.
- **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Este Real Decreto ha traído como principales novedades la reducción de 4 a 2 modalidades de autoconsumo, la simplificación de los trámites administrativos, la posibilidad de disponer de un autoconsumo compartido y la eliminación de la limitación de potencia instalada.

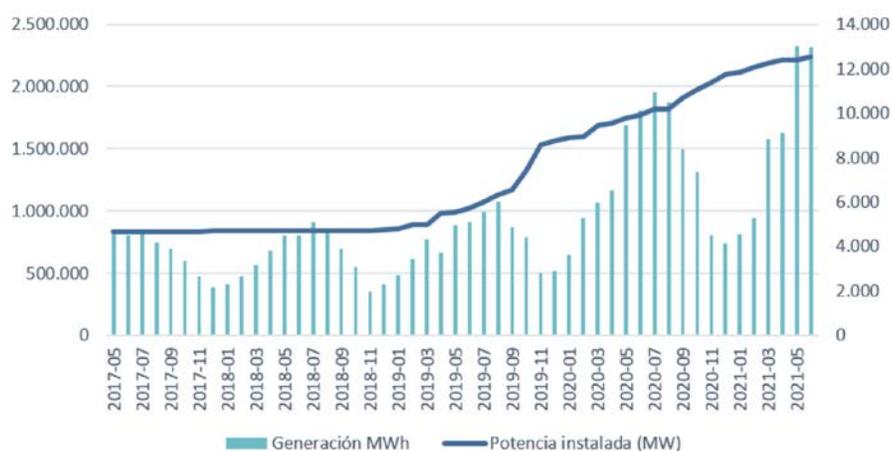
Más allá de las subastas y el merchant, los contratos **PPA (Power Purchase Agreement)** se tratan de acuerdos de compraventa de energía entre un productor y un consumidor, un productor y un comercializador o incluso entre empresas distribuidoras, con la finalidad de pactar un precio fijo de la energía durante un período determinado. La principal ventaja para el productor de energía va a ser la posibilidad de prever los ingresos a largo plazo y garantizar beneficios con los que financiar nuevos proyectos. El PPA es, por lo tanto, una herramienta que permite viabilizar proyectos energéticos y que está llamado a contribuir decisivamente al desarrollo de nuevos proyectos de renovables, favoreciendo la financiación al desligarse de la venta a precio del pool y su volatilidad. La vía más común es mediante contratos bilaterales de compraventa de energía.

En definitiva, en base a lo anterior, se puede concluir que la predisposición del Gobierno a alcanzar los objetivos fijados de descarbonización está obligando a actualizar el marco regulatorio de las

energías renovables de manera que se impulse la penetración de las mismas, estableciendo un entorno seguro para el inversor y favoreciendo la competencia en el mercado libre del sector.

4.2. Factores económicos

En España las previsiones de instalación hasta 2030 según el PNIEC 2021-2030 son de llegar a los 39 GW de energía solar fotovoltaica, con 12,12 GW ya instalados a junio de 2021. Esto supondrá alrededor de 20.000 millones de euros en inversiones. Al finalizar 2019, España era el sexto país del mundo en potencia fotovoltaica instalada y ahora mismo triplica ya esa potencia, resultado de las diferentes subastas de renovables que se han realizado.



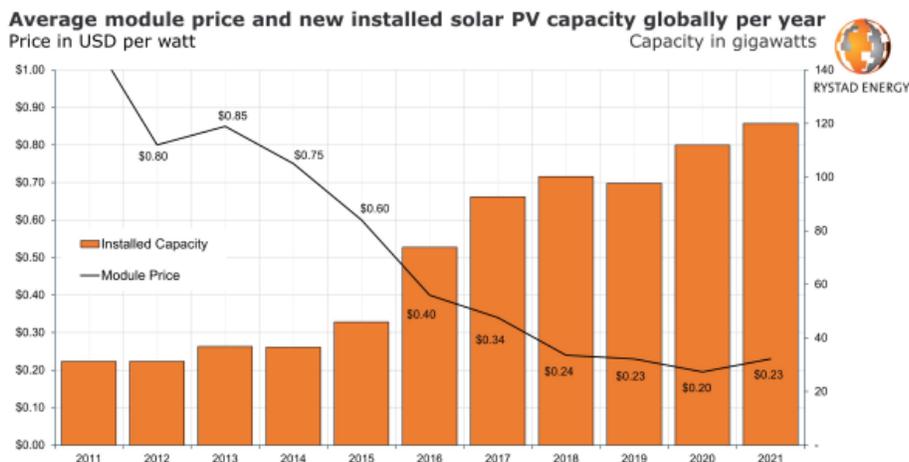
Gráfica 1. Evolución de la energía solar fotovoltaica en España. Fuente: <http://consensodelmercado.com>

España es un país líder en la fabricación de la tecnología fotovoltaica y dispone de empresas punteras en la cadena de valor (electrónica de potencia, seguidores, estructuras, diseño, EPCistas, promotor).

A pesar de que el sur está a la vanguardia de la explotación fotovoltaica, el resto del España tiene potencial para hacer el aporte necesario para alcanzar dos de las metas más importantes del PNIEC 2021-2030: la producción 74 % renovable en la generación eléctrica y el 42 % de renovables sobre el consumo total de energía final.

España, con sus 4.200 GW tiene grandes oportunidades para seguir ampliando la brecha con Alemania (4 GW), Países Bajos (2,5 GW) y Francia (1,1 GW).

También es cierto que a corto plazo existe una cierta amenaza para los proyectos que se encuentran actualmente en pleno desarrollo, dado el cambio de tendencia alcista de los precios de las materias primas (ver gráfica más abajo) y que podría hacer inviables aquellos proyectos que hayan asumido o comprometido una mala estructura de costes y precios de venta.



Gráfica 2. Precio medio de módulos y nueva capacidad instalada de energía solar fotovoltaica anual (2011-2021). Fuente: Rystad Energy and analysis, ITRPV

4.3. Factores socioculturales

La energía solar fotovoltaica cuenta, dentro de la sociedad española, con ser una de las puntas de lanza del futuro mix energético y su desarrollo supone grandes beneficios sociales:

- ✓ Se trata de una energía no contaminante, que lucha contra el cambio climático, crecientemente competitiva e inagotable.
- ✓ No emite sustancias tóxicas ni contaminantes al aire. La energía fotovoltaica tampoco va a generar residuos ni contaminación del agua, un factor muy importante teniendo en cuenta la escasez de agua potable hoy en día.
- ✓ No emite gases de efecto invernadero, por lo que no contribuye al calentamiento global.
- ✓ Es una fuente de energía más barata que otras energías convencionales en buena parte del mundo. Las principales tecnologías renovables están reduciendo drásticamente sus costes, de forma que ya son plenamente competitivas con las convencionales en un número creciente de emplazamientos.
- ✓ Las empresas del sector de las energías renovables han asumido diversos objetivos estratégicos relacionados con la Responsabilidad Social Empresarial, con políticas responsables de especial importancia en el campo de la acción social, ambiental y económica.
- ✓ Es fuente de generación de empleo. En el año 2019, se generaron un total de 35.980 empleos a nivel nacional entre directos e indirectos, cifra que se incrementa hasta 53.067 al considerar también los empleos inducidos. En 2020, el empleo nacional continuó aumentando hasta los 40.368 trabajadores directos e indirectos (17.568 y 22.800, respectivamente) ligados al sector fotovoltaico español, aumentando hasta 58.892 empleos. La siguiente tabla resume por sectores los datos de empleo generado por la energía fotovoltaica en 2020.

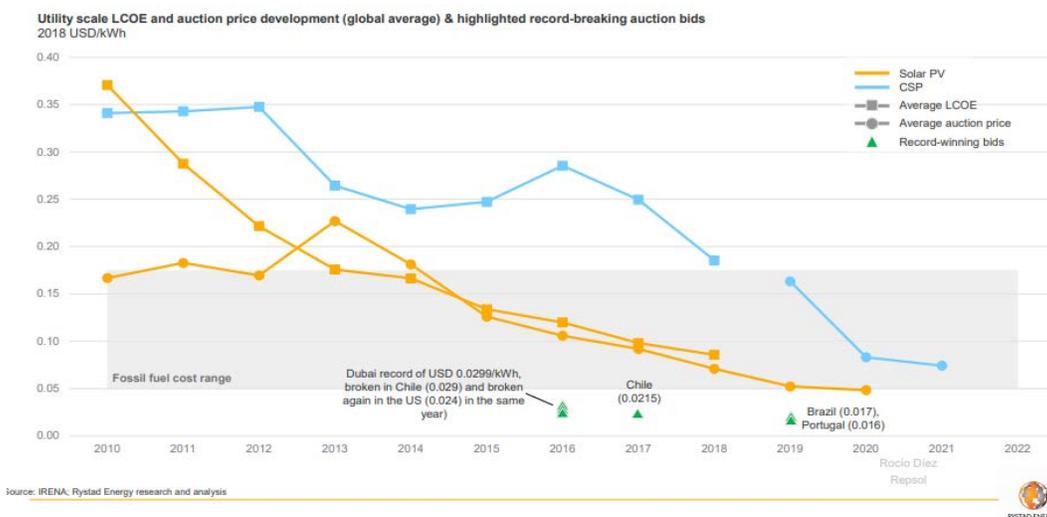
Huella de empleo	Productores	Ingenierías e Instaladores	Fabricantes	Mixta	Total
Directa	4.634	5.762	5.398	1.774	17.568
Indirecta	11.435	3.812	3.839	3.714	22.800
Inducida	8.636	4.183	4.284	1.420	18.523
Total	24.705	13.757	13.521	6.908	58.892

Nota: Mixta incluye Distribuidores.

Tabla 3. Huella de empleo del sector fotovoltaico en España en 2020. Fuente: Informe 2021 UNEF

4.4. Factores tecnológicos

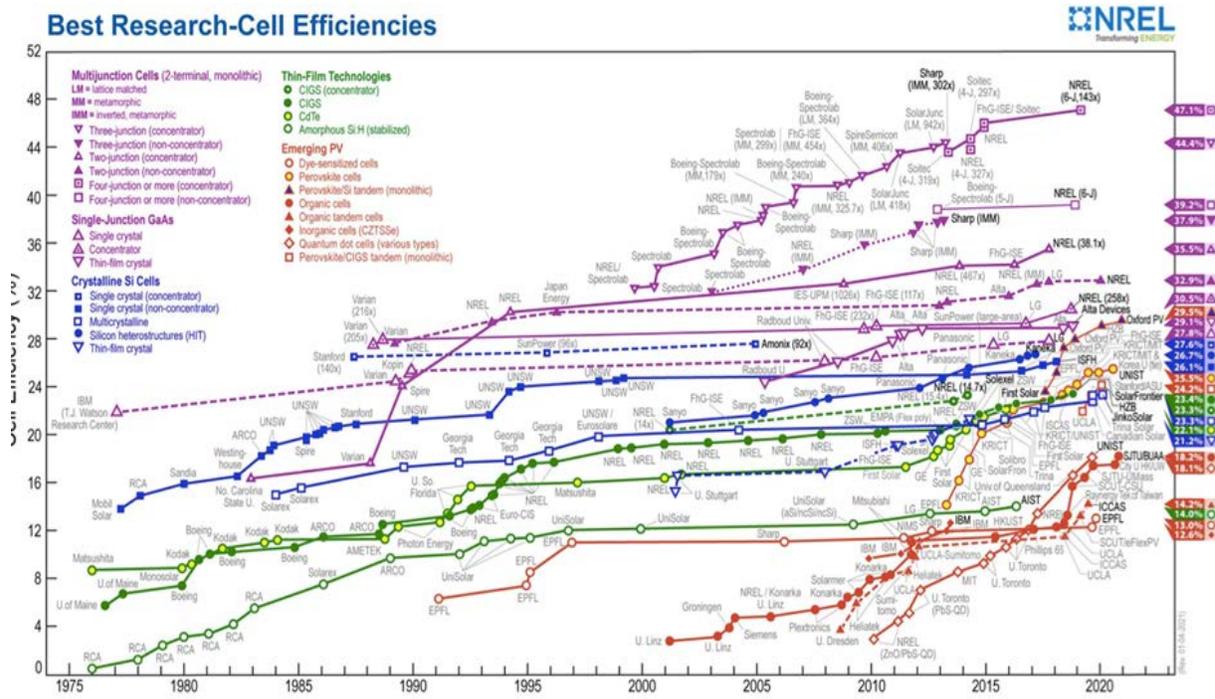
La energía solar fotovoltaica está en constante evolución y mejora técnica. No solo se ha conseguido que el rendimiento de los componentes de un sistema fotovoltaico sea cada vez más eficiente, sino que además se han reducido considerablemente los costes de construcción, producción y operación, así como el impacto medioambiental. El **Levelized Cost of Energy** (por sus siglas en inglés LCOE), o coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de su vida útil, cayó globalmente entre 2010 y 2020 hasta los 0,05 por kWh, aproximándose así al umbral de producción de las energías fósiles.



Gráfica 3. Evolución LCOE solar fotovoltaica. Fuente: IRENA

4.4.1. Estado del arte de las tecnologías fotovoltaicas

El módulo fotovoltaico no ha parado de evolucionar desde su invención en los años 50 del siglo pasado mejorando las ratios de eficiencia, hoy en día superiores al 30% en algunos modelos, además de reducir exponencialmente sus costes de producción.



Gráfica 4. Evolución de la eficiencia en las celdas fotovoltaicas según tecnología. Fuente: NREL

En estos momentos, el silicio cristalino es el estándar de la industria en cuanto a componente de la célula fotovoltaica. Durante 2020, el 95 % del mercado mundial estuvo copado por tecnologías de silicio, cuya eficiencia ha aumentado considerablemente hasta el 26,7 % en silicio monocristalino y un 23,2 % en policristalino.

La tecnología PERC es una innovación mediante la cual se añade una capa adicional en la parte trasera del panel, la cual permite reflejar de nuevo hacia la célula parte de los fotones que atraviesan la célula.

El tamaño de los módulos fotovoltaicos también se ha reducido a lo largo de los años a la vez que se consigue generar potencias eléctricas mayores. Desde su invención, el tamaño de la célula fotovoltaica se ha reducido en un 96% para generar la misma cantidad de potencia.

Los módulos bifaciales permiten hoy en día producir energía solar por ambas caras de cada módulo, aprovechando la radiación solar directa y también la reflejada, lo cual se traduce en un incremento de la producción energética. Los módulos bifaciales también pueden incorporar tecnología PERC.

La estructura para la orientación y fijación de los paneles solares es otro elemento clave en las instalaciones fotovoltaicas. Gracias a nuevas técnicas de hincado y atornillado, se ha evolucionado hacia procedimientos no invasivos, provocando una mínima afección sobre el terreno, ya que no es necesario el vertido de hormigón u otros productos químicos al terreno, lo que ha permitido a su vez

reducir y simplificar los procedimientos constructivos, los tiempos de ejecución y en definitiva los costes.

La posibilidad de disponer de **seguidores solares** permite incrementar el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas entre un 25-30 % (en el caso de un solo eje). Entre ellos, los seguidores horizontales están cobrando cada vez más importancia debido al incremento de eficiencia, menor precio y mayor compatibilidad técnica que los seguidores de doble eje. En relación con los **inversores**, los rangos de potencia se han ampliado mucho más y se pueden adaptar a las distintas necesidades.

Una ventaja clara de la simplificación de los componentes y de las técnicas de instalación es que permiten el desarrollo de proyectos modulares y fácilmente escalables. Estas instalaciones, además, se van a caracterizar por requerir un escaso mantenimiento preventivo para evitar averías, ya que no poseen partes móviles sometidas a desgaste, ni van a requerir grandes operaciones de recambios de piezas o lubricantes.

Es destacable que España ocupa una fuerte posición en la cadena de fabricación de componentes fotovoltaicos con tecnología propia y con mayor valor añadido, con empresas líderes a nivel mundial, especialmente en la fabricación de seguidores solares e inversores. A pesar de ello, se mantiene la creencia de que la mayor parte de la tecnología es extranjera, al identificarse el sector exclusivamente con los módulos fotovoltaicos, cuyo mercado está ampliamente dominado por fabricantes chinos y cuyo coste supone sólo un 35 % aproximadamente del total de los equipos. La realidad es que hoy en día hasta el 65 % del coste de los equipos se pueden fabricar en España.



Imagen 2. Empresas fabricantes españolas en la cadena de valor fotovoltaica. Fuente: UNEF

4.5. Factores medioambientales

Según datos del último informe del sistema eléctrico español, elaborado por Red Eléctrica Española (REE) en el 2020, en ese año se produjo un máximo en generación renovable peninsular con una cuota en la generación eléctrica del 45,5 % debido, en parte, al incremento de la producción solar fotovoltaica, un 68,5 % superior a la producción del año anterior.

Este aumento de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, supuso el mínimo histórico de emisiones de CO2 equivalente asociadas a la generación eléctrica nacional, 36 millones de toneladas, un 27,8 % menos que en el 2019.



Gráfica 5. Potencia eléctrica instalada a 31/12/2020 (Sistema eléctrico peninsular). Fuente: Informe Sistema eléctrico español 2020 (REE)

En ese sentido, la energía solar fotovoltaica está jugando un papel relevante cuando se trata de luchar contra el Cambio Climático y la transición energética, gracias a las propiedades que esta tecnología tiene:

- Es renovable e inagotable, ayudando a preservar el agotamiento de los recursos energéticos.
- Es limpia, considerada no contaminante de manera directa y una de las que menos emisiones genera a lo largo del ciclo de vida, ayudando al control del calentamiento global. De acuerdo con el **Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)**, la energía solar fotovoltaica sería una de las energías más limpias en comparación con otras tecnologías si se tiene en cuenta el coste medioambiental a lo largo del ciclo completo de vida:

Options	Direct emissions	Infrastructure & supply chain emissions	Biogenic CO ₂ emissions and albedo effect	Methane emissions	Lifecycle emissions (incl. albedo effect)
	Min/Median/Max	Typical values			Min/Median/Max
Currently Commercially Available Technologies					
Coal—PC	670/760/870	9.6	0	47	740/820/910
Gas—Combined Cycle	350/370/490	1.6	0	91	410/490/650
Biomass—cofiring	n.a. ^b	–	–	–	620/740/890 ^b
Biomass—dedicated	n.a. ^b	210	27	0	130/230/420 ^b
Geothermal	0	45	0	0	6.0/38/79
Hydropower	0	19	0	88	1.0/24/2200
Nuclear	0	18	0	0	3.7/12/110
Concentrated Solar Power	0	29	0	0	8.8/27/63
Solar PV—rooftop	0	42	0	0	26/41/60
Solar PV—utility	0	66	0	0	18/48/180
Wind onshore	0	15	0	0	7.0/11/56
Wind offshore	0	17	0	0	8.0/12/35
Pre-commercial Technologies					
CCS—Coal—Oxyfuel	14/76/110	17	0	67	100/160/200
CCS—Coal—PC	95/120/140	28	0	68	190/220/250
CCS—Coal—IGCC	100/120/150	9.9	0	62	170/200/230
CCS—Gas—Combined Cycle	30/57/98	8.9	0	110	94/170/340
Ocean	0	17	0	0	5.6/17/28

Tabla 4. Nivel de emisiones por tecnologías a lo largo de su ciclo de vida. Fuente: IPCC

- Es una tecnología accesible, barata, que permite la generación de electricidad a nivel local, aportando energía al mix energético del país de una manera sostenible, disminuyendo la dependencia exterior. Además de la contribución al descenso de emisiones de CO₂, proyectos como el de I-SUN están alineados con las actuaciones dirigidas a promover el desarrollo energético sostenible:

4.6. Matriz de valoración de los impactos de los factores del análisis PEST

La siguiente tabla reúne los factores analizados en el apartado anterior incluyendo su valoración en una escala de 1 a 5, según el impacto sea muy negativo (1), negativo (2), neutro (3), positivo (4) y muy positivo (5).

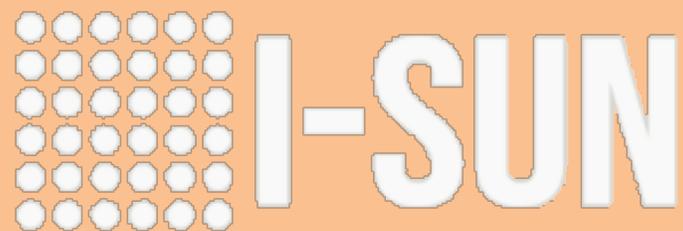
Análisis de PEST		1	2	3	4	5
FACTORES POLÍTICOS	Política energética europea					X
	Política energética española				X	
	Política energética autonómica				X	
	Financiación pública para la transición energética					X
	Inestabilidad política		X			
FACTORES LEGALES	Marco regulador actual y evolución prevista				X	
FACTORES ECONÓMICOS	Indicadores de crecimiento				X	
	Crisis COVID-19				X	
	Precios materias primas		X			
	Evolución precios de venta			X		
FACTORES SOCIOCULTURALES	Demografía				X	
	Concienciación social Desarrollo sostenible				X	
	Tendencias sector energético				X	
	Creación de empleo					X
	Corrientes contrarias a la implantación de EERR			X		
FACTORES TECNOLÓGICOS	Madurez de la tecnología aplicada					X
	Desarrollo de innovaciones					X
	Desarrollo de nuevas tecnologías				X	
	Mejora de la eficiencia del sistema				X	
FACTORES MEDIOAMBIENTALES	Reglamentación					X
	Beneficios sobre el medioambiente					X

Tabla 5. Análisis de PEST. Fuente: Elaboración propia.

Como resumen de la valoración anterior, podemos decir que nos encontramos ante un entorno reactivo-adaptativo que tiende hacia la estabilidad a medida que el marco regulatorio se está adaptando para impulsar la penetración de las energías renovables.

Si bien podría haber algún elemento turbulento por la aparente incertidumbre política y económica, la transición energética no parece comprometida y la inversión en energías renovables ha seguido creciendo. En cuanto a los costes, después de siete años de descensos, en 2020 crecieron en China, principalmente por el *shipping*, que podría llegar hasta el 9 % y por la mano de obra. No obstante, para resultar una amenaza, esta tendencia debería consolidarse a nivel global en los próximos 3-5 años.

El creciente compromiso de las administraciones europeas y estatales y de la sociedad en general con el desarrollo sostenible y la descarbonización, y la reciente aprobación de los fondos europeos Next Generation, invitan al optimismo dentro del sector de energías renovables, el cual ya ha mostrado una menor sensibilidad de la demanda al ciclo económico. En general, el sector fotovoltaico presenta un entorno favorable y una posición privilegiada en comparación con otras alternativas de generación eléctrica en cuanto su actual madurez tecnológica.



Valoración del mercado
Análisis específico
del sector

5. Valoración del mercado. Análisis específico del sector.

5.1. Mercados

5.1.1. Productos

El consumidor energético de hoy en día es un consumidor ocupado que valora la simplicidad y la inmediatez, es exigente y le preocupa el control del consumo y el ahorro. El sector energético es un mercado complejo, donde los usuarios observan un escenario complicado que pocas veces comprenden, con numerosos cambios legislativos y de fijación de precios. El espíritu curioso del consumidor de hoy, su compromiso con la transición energética, la búsqueda de la eficiencia energética, los coches eléctricos, el consumo colaborativo y el autoconsumo, se han consolidado como grandes elementos sobre los que I-SUN puede apalancarse para captar su interés y crecer.

I-SUN pretende satisfacer la demanda del nuevo consumidor, aprovechando la oportunidad que supone la compactación de las subestaciones eléctricas, de manera que plantea ofrecer inicialmente cuatro productos de suministro eléctrico a partir de la generación de energía solar fotovoltaica:

- ✓ **Autoconsumo** en subestaciones eléctricas.
- ✓ **Venta a mercado** (merchant) de energía excedente.
- ✓ **PPA (Power Purchase Agreement)** de energía a largo plazo con precio garantizado.
- ✓ **Electrolineras** para recarga de vehículo eléctrico (VE).

La alternativa de suministro eléctrico de I-SUN es limpia y más sostenible que otras opciones disponibles en el mercado, ya que se aprovechan los terrenos liberados en las subestaciones eléctricas tras su compactación para la instalación de módulos fotovoltaicos.

5.1.2. Segmentación del mercado

Las variables de segmentación tradicionales han cambiado y la segmentación por hábitos de consumo rompe las estructuras sociodemográficas y se hace necesaria una segmentación más específica por hábitos y necesidades propias de los clientes potenciales.

Tradicionalmente en la mayoría de los casos no ha habido segmentación al no haber existido un contacto directo entre el productor de energía y el consumidor final, el cual adquiere la energía resultante del mix energético a través de una comercializadora. A pesar de ello, es preciso establecer un marco de actividad específico para I-SUN, realizando una segmentación del mercado, detectando clientes potenciales con características comunes a los que se destinen los servicios ofertados, de una manera particularizada y ofreciendo de esta manera un valor añadido. En ese sentido, los clientes potenciales de I-SUN serán aquellos pertenecientes a los sectores energético, industrial, residencial y usuarios particulares que reúnan, además de las relacionadas con objetivos medioambientales, de imagen de marca y ahorro económico, las siguientes:

- Subestaciones eléctricas con superficie útil disponible tras la compactación suficiente para instalar los componentes del sistema fotovoltaico.
- Industrias, retail, cooperativas e instituciones públicas cuya demanda eléctrica sea mayoritaria durante las horas del día.
- Ubicación geográfica cercana al punto de generación.
- Usuarios de vehículos eléctricos.

5.1.3. Tamaño (TAM, SAM Y SOM)

A continuación, se estiman los tamaños de mercado TAM, SAM y SOM para cada uno de los servicios de manera independiente. No obstante, en el modelo económico final deberá deducirse el autoconsumo de la capacidad disponible para el resto de servicios. El TAM (Total Adressable Market) representa el mercado total en volumen de negocio o clientes. El SAM (Serviceable Available Market) el mercado disponible o proporción del TAM que se ajusta a la oferta de I-SUN. Por último, el SOM (Serviceable Obtainable Market), se refiere a la proporción del SAM a la que se podrá dar servicio de manera realista con los recursos que se van a invertir.

- Autoconsumo en subestaciones eléctricas

TAM: Iberdrola Distribución Eléctrica (i-DE) cuenta con un total de 1.143 subestaciones eléctricas transformadoras en todo España, repartidas en las siguientes zonas geográficas.



Imagen 3. Zonas geográficas donde se ubican las subestaciones de Iberdrola. Fuente: Iberdrola

Del total de subestaciones de i-DE, un total de 442 son de tipología “Muy Alta Tensión (ST)” (con tensiones igual o superior a 132 kV) mientras que los 702 restantes son de “Media y Alta Tensión (STR)”. Estas subestaciones garantizan hoy en día el suministro eléctrico a todos los clientes que Iberdrola tiene en estas regiones.

Según datos aportados por Iberdrola, el consumo anual medio de una ST es de 90.000 kWh y de una STR de 45.000 kWh.

A partir de estos valores de consumos medios se puede determinar el TAM como el consumo total de todas las subestaciones de Iberdrola Distribución): $90.000 \text{ kWh} \times 442 \text{ (ST)} + 45.000 \text{ kWh} \times 701 \text{ (STR)}$
= 71.325 MWh

El TAM sería, por lo tanto, de **71.325 MWh/año**.

SAM: El SAM queda determinado por restricciones de disponibilidad de terrenos, ya sea desde el punto de vista de superficie libre tras la compactación o bien por la propiedad de los mismos. En ese sentido, las subestaciones se encuentran en diferentes circunstancias, ya sea completamente compactadas con terreno libre, ocupando terrenos cedidos por terceros, en propiedad de otras empresas o filiales de la compañía distribuidora. De esta manera, se puede considerar factible considerar como SAM el 90 % de las subestaciones que conforman el TAM: 90 % de 71.325 MWh/año = 64.192,5 MWh/año

El SAM, por lo tanto, tiene un valor de **64.192,5 MWh/año**.

SOM: I-SUN pretende cubrir la demanda de autoconsumo sólo durante las horas del día (en las que haya producción), ya que un sistema de almacenamiento podría suponer una inversión no rentable para el cliente a esta escala.

Por lo tanto, el objetivo inicial sería satisfacer la demanda de autoconsumo de 10 subestaciones en 5 años, lo que equivale a **300 MWh/año** (estimando 8 horas de producción al día).

- **Venta merchant**

TAM: Según el informe realizado por i-DE el pasado 1 de julio de 2021 sobre la capacidad de vertido a la red, Iberdrola Distribución dispone de un total de **50.960,16 MW** distribuidos por todas las regiones de España.

SAM: Para el cálculo del SAM se consideran únicamente las subestaciones de Muy Alta Tensión (ST), ya que de forma genérica son las que ocupan una superficie mayor y, por lo tanto, es previsible que liberen más espacio tras su compactación. Según el estudio de capacidad de la red de Iberdrola, un total de 213 subestaciones de muy alta tensión disponen actualmente de capacidad de vertido a la red suficiente para las dimensiones de las instalaciones de producción que pretende desarrollar el proyecto I-SUN (aproximadamente 1 MWp por instalación).

A partir del análisis realizado se estima que la disponibilidad de terreno suficiente va a quedar limitada al 86 % de los casos.

Esto supone que, de las 213 subestaciones, sólo se podría desarrollar el proyecto en 182, lo cual supone 182 MWp instalados. Si se consideran 2.477 horas medias de producción anual (zona Valladolid), equivale a un máximo de **450.814 MWh/año**.

SOM: Se considera la posibilidad de completar hasta 5 instalaciones de vertido a red en 5 años (con una media de 1 MWp por instalación). Considerando 2.477 horas medias de producción anual (zona de Valladolid), equivale a un total de **12.385 MWh/año**.

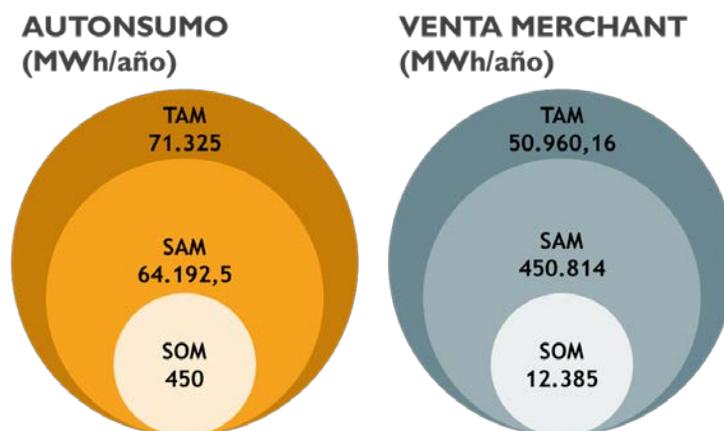


Imagen 4. Representación gráfica del TAM-SAM-SOM del Autoconsumo y Venta Merchant. Fuente: Elaboración propia

- **PPAs**

TAM: España lidera el mercado de PPAs europeo, que en 2021 se espera que alcance los 10 GW y en el que España se espera esté en el rango de los 3 GW, con precios por encima de los 30 €/MWh para contratos a 10 años. Como referencia a lo largo de 2019 se firmaron 9 GW de los cuales 3.4 GW se firmaron en España gracias al empuje de la fotovoltaica con precios alrededor de los 35 €/MWh.

SAM: En un análisis preliminar se puede determinar que solo alrededor de 30 subestaciones del mercado objetivo inicial cumplen con los requisitos necesarios para hacer posible este modelo de negocio:

- ✓ Espacio disponible en la subestación
- ✓ Cercanía de polígonos industriales

Podemos concluir que una estimación razonable del mercado accesible para esta primera fase de I-SUN está en torno a los 10-20 MWp por año.

SOM: El objetivo de I-SUN sería capturar tres oportunidades que supongan hasta 10 MWp en total a lo largo de los cinco primeros años. Considerando 2.477 horas medias de producción anual (en la provincia de Valladolid), equivale a un total de 24.770 MWh/año.

- **Electrolineras**

TAM: En España había en 2020 aproximadamente 66.500 VE. Según datos de Endesa, el consumo medio de los VE es de 14 kWh/100 km. Considerando un recorrido medio de 10.000 km/año, el TAM sería el siguiente:

$$66.500 \text{ VE} \times 0,14 \text{ kWh/km} \times 10.000 \text{ km} = 93.100 \text{ MWh/año.}$$



SAM: Como en el caso de venta merchant, se consideran únicamente las subestaciones de Muy Alta Tensión (MAT). A partir del análisis realizado se estima que, de las 442 subestaciones, sólo un 20,4 % dispondría de la superficie necesaria para la instalación de las electrolineras, lo cual equivale a 90 subestaciones.

Para trasladar este dato a cifras de consumo, se pueden emplear las hipótesis utilizadas para la validación del modelo de negocio. Los puntos de recarga (PdR) serán de una media de 100 kW y tardarán una media hora en cargar por completo un vehículo medio.

$PdR100 = 0,5 \text{ h} \times 100 \text{ kW} \times 90\% = 45 \text{ kWh}$. (se considera un factor de corrección de 0,9 teniendo en cuenta que nunca se llega a cargar la batería al 100 %).

Se consideran además las dimensiones de las electrolineras empleadas para la validación del modelo de negocio, con 2 puntos de recarga dando servicio a 16 VE al día, durante 12 horas de funcionamiento.

De esta manera, el SAM en MWh/año será de:

$90 \text{ electrolineras} \times 45 \text{ kWh} \times 16 \text{ VE/día} \times 365 \text{ días/año} / 1.000 \text{ MWh/kWh} = 23.652 \text{ MWh}$.

SOM: De esas 90 subestaciones, dada la capacidad inicial de I-SUN y considerando además la disponibilidad actual de puntos de carga en la geografía nacional, se considera como SOM aquellas subestaciones en las cuales actualmente no dispongan de una electrolinera cercana.

En un plazo de 5 años el objetivo es disponer de 5 electrolineras operativas, todas ellas cerca de carreteras que dispongan de intensidades medias diarias de tráfico suficientes para la captación de clientes que permitan rentabilizar la inversión.

En ese sentido, el SOM es, por lo tanto, de:

$5 \text{ electrolineras} \times 45 \text{ kWh} \times 16 \text{ VE/día} \times 365 \text{ días/año} / 1.000 \text{ MWh/kWh} = 1.314 \text{ MWh}$.

5.2. Análisis de las cinco fuerzas competitivas de Porter

5.2.1. Amenaza de ingreso por parte de competidores potenciales

- **Autoconsumo:**

El autoconsumo fotovoltaico ha experimentado un importante desarrollo y se espera que siga creciendo un 10 % a lo largo de los próximos años. Las barreras de acceso no son especialmente difíciles lo que va a hacer que este sector se vuelva muy competitivo.

El nicho objetivo de I-SUN, el autoconsumo de subestaciones, no está actualmente explotado con lo que la velocidad en establecer acuerdos exclusivos con las distribuidoras va a ser clave para protegerse frente a nuevos competidores

- **Venta Merchant:**

La competencia aquí se refleja fundamentalmente en la disputa de la limitada capacidad de acceso y conexión que existe en la red española y en conseguir ser más rápido en realizar las tramitaciones pertinentes. La competencia es fiera y hay numerosas empresas con mucha agilidad a la hora de capturar toda capacidad que se haga visible y una máquina muy engrasada a la hora de realizar las tramitaciones.

El hecho de que I-SUN necesite de capacidades relativamente pequeñas (1 MW o menos), que algunas veces ni se publican, y la localización de los módulos solares dentro de la parcela original de la subestación, reduce significativamente el número de competidores y facilita enormemente el proceso.

- **PPAs:**

La competición en PPAs industriales, con un sector en constante desarrollo, es grande ya que el disponer de un PPA facilita enormemente la financiación de estos nuevos desarrollos de generación renovable.

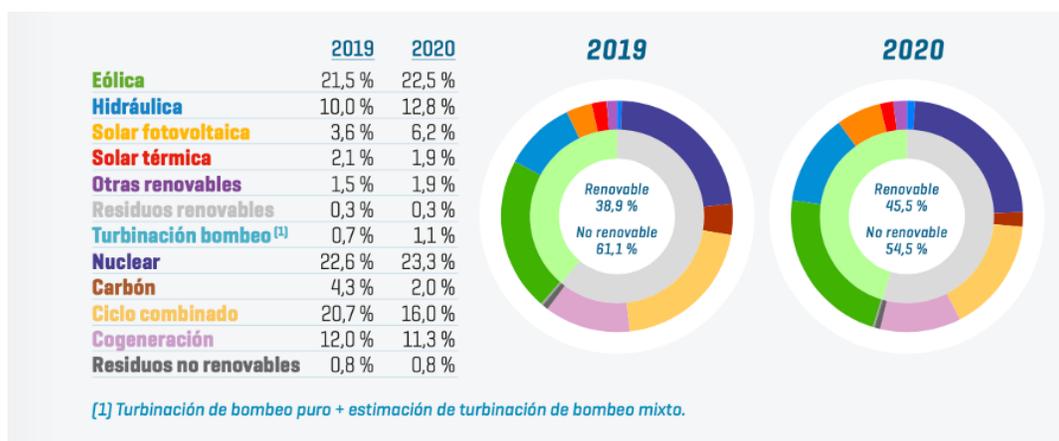
Teniendo en cuenta las potencias instaladas objetivo para I-SUN, no se esperan numerosos competidores a la hora de establecer PPAs con pequeñas industrias ya que la mayoría de los contratos de PPA son para producciones significativamente más altas. Sin embargo, el autoconsumo industrial sí es el consumidor a tener en cuenta. Por lo tanto, es necesario evaluar muy cuidadosamente la propuesta de valor de manera que se puedan explotar ventajas, tales como poder proporcionar ahorros más altos los primeros años gracias a una financiación a más largo plazo o la simplicidad para el cliente.

- **Electrolineras:**

La competición en esta aplicación se espera que crezca de manera vertiginosa en paralelo al despliegue de los VE. La localización de los puntos de recarga muy cercana a vías con mucho tráfico, la disponibilidad de servicios adicionales de hostelería, la rapidez de carga, el precio de la energía y la facilidad de uso de la instalación van a ser los factores más importantes de diferenciación.

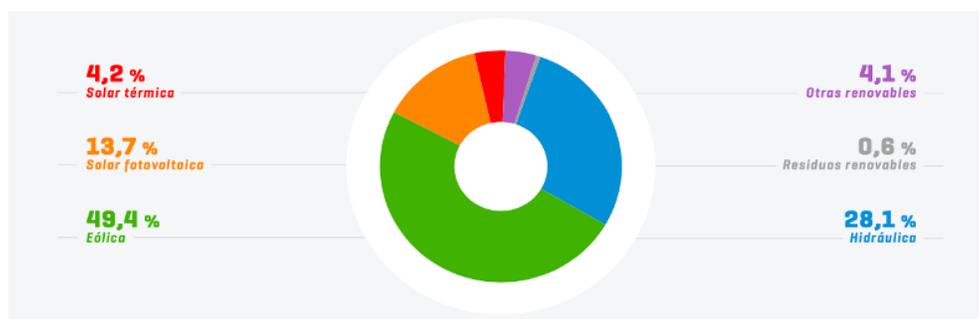
5.2.2. Amenaza de productos sustitutivos

Hoy existe un amplio abanico de tecnologías para la generación de electricidad, en un mercado español en el que la cobertura de la demanda sigue dominada por la energía nuclear (23,3 %), pero en el cual las energías renovables vienen adquiriendo año tras año un mayor protagonismo dentro del mix energético. Muy cerca, en segundo lugar, se encuentra la energía eólica (22,5 %), y le siguen el ciclo combinado (16 %), la hidráulica (12,8 %) y la cogeneración (11,3 %). La energía fotovoltaica ocupa la sexta posición, con una aportación del 6,2 %.



Gráfica 6. Estructura de la generación peninsular en el año 2019 y 2020 en España (%). Fuente: Red Eléctrica de España

Todas las tecnologías conformarán los posibles productos sustitutivos de la energía fotovoltaica generada por I-SUN, si bien se pueden señalar cuatro factores principales que podrían determinar que los clientes potenciales adquieran la energía a partir de un origen u otro: la tendencia social actual a adquirir energía de origen renovable apoyada en el impulso de la transición energética, el avance en el desarrollo de cada una de las tecnologías, la gestionabilidad de la energía y el precio en el mercado eléctrico de la energía generada.



Gráfica 7. Estructura de generación anual de energía renovable peninsular 2020. Fuente: Red Eléctrica de España



Dentro de las alternativas renovables, la solar fotovoltaica y la eólica terrestre brindan hoy en día unas posibilidades de despliegue rápido y fácil que no ofrecen otras tecnologías, y con unos costes que han ido cayendo significativamente, constituyendo las principales alternativas renovables.

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2020 USD/kW)			(%)			(2020 USD/kWh)		
	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change
Bioenergy	2 619	2 543	-3%	72	70	-2%	0.076	0.076	0%
Geothermal	2 620	4 468	71%	87	83	-5%	0.049	0.071	45%
Hydropower	1 269	1 870	47%	44	46	4%	0.038	0.044	18%
Solar PV	4 731	883	-81%	14	16	17%	0.381	0.057	-85%
CSP	9 095	4 581	-50%	30	42	40%	0.340	0.108	-68%
Onshore wind	1 971	1 355	-31%	27	36	31%	0.089	0.039	-56%
Offshore wind	4 706	3 185	-32%	38	40	6%	0.162	0.084	-48%

Tabla 6. Coste total potencia instalada, factor de capacidad y coste nivelado de la energía (2010-2020)

Fuente: IRENA

5.2.3. La rivalidad interna

La rivalidad entre competidores dentro del sector eléctrico español radica en la generación de energía, ya que el transporte y la distribución se mantienen como actividades en monopolio reguladas por el Gobierno. Desde que se produjo la liberación del sector, la competencia ha ido en aumento y hoy España es líder en promotores, ingenierías y las conocidas EPCistas (empresas que realizan proyectos llave en mano, por encargo, relacionados con ingeniería, adquisiciones o construcción).

El desarrollo de proyectos a gran escala está dominado por grandes grupos desarrolladores con presencia global, si bien la generación fotovoltaica sigue siendo un sector atomizado, donde la competitividad y calidad de los proyectos, además de la flexibilidad de las compañías de tamaño mediano y grande, permiten que allí donde haya potencial de desarrollo del sector siempre hay empresas dispuestas a ofrecer sus servicios.



Imagen 5. Principales empresas por actividad sector fotovoltaico español. Fuente: UNEF

En el caso particular de la recarga de VE, España disponía a comienzos de 2021 de unos 11.517 puntos de recarga de acceso público repartidos por todo el país. Esta cifra debería multiplicarse por treinta en menos de una década para alcanzar las estaciones necesarias para abastecer de energía al volumen de VE previsto por el Gobierno. Desde que se anunció la elaboración del decreto ley para la regulación de las electrolineras, los grandes grupos energéticos han apurado el paso para posicionarse y cerrar alianzas con centros comerciales, parkings, aeropuertos o empresas, ya que estas ubicaciones serán objeto del despliegue de electrolineras más allá de las estaciones de servicio, del centro de las ciudades o los domicilios particulares. Se trata de una carrera que actualmente lideran Iberdrola y Endesa, con planes que contemplan la instalación de 25.000 puntos de recarga hasta 2021 y 36.000 puntos de recarga hasta 2022, respectivamente. Repsol también se ha sumado a esta carrera y prevé disponer de 1.000 puntos de recarga en los próximos años apoyándose en su red capilar de más de 3.000 estaciones de servicio.

5.2.4. El poder de negociación de los clientes

En líneas generales, el poder de negociación de los clientes (los compradores) será elevado debido a que el sector fotovoltaico cuenta con amplia distribución en el país.

- **Autoconsumo:**

Considerando I-SUN como el promotor del proyecto dentro de Iberdrola, Iberdrola Distribución sería nuestro cliente en tanto que se beneficie de la electricidad para autoconsumo. En tal caso, actuando

como empresa integrada en Iberdrola el poder de negociación de Iberdrola será elevado puesto que aprovechamos un espacio de su propiedad.

Iberdrola dispone de una red de proveedores con acuerdos marco tanto para la realización de servicios como el suministro de los equipos, así como referencias de costes y el poder de negociación de una de las 3 mayores empresas de distribución eléctrica en España junto con la disponibilidad del terreno.

- **Venta Merchant:**

En venta merchant, el poder de negociación del cliente (el comprador) es bajo puesto que el cliente final no podrá escoger las condiciones de compra. El mercado pool las establecerá.

- **PPAs:**

En el ámbito de PPAs el poder de negociación del cliente se podría considerar alto debido a las alternativas disponibles en el mercado, así como la posibilidad del autoconsumo industrial.

- **Electrolineras:**

A pesar del bajo número actual de puntos de recarga, el poder de negociación de los clientes es elevado ya que la mayoría de los usuarios de VE realiza la carga en su domicilio o conoce puntos específicos.

5.2.5. El poder de negociación de los proveedores

Actualmente, hablar de parques fotovoltaicos del entorno de 1 MWp de potencia instalada como los que pretende desarrollar I-SUN, es hablar de proyectos pequeños, por lo que en un principio el poder de negociación de los proveedores será alto. No obstante, los proyectos son escalables. Además, por tratarse de un proyecto que va de la mano con Iberdrola, I-SUN podría beneficiarse de su red de proveedores. Ambos factores, escalabilidad y colaboración de Iberdrola, podrán mejorar la posición de I-SUN en las contrataciones.

Tanto para el autoconsumo, venta de excedente de energía, PPA o electrolinera el poder de negociación de los proveedores será bajo porque se aprovechará de la infraestructura de Iberdrola como comprador.

5.2.6. Matriz de valoración del impacto de los factores del análisis de las cinco fuerzas de Porter

Al igual que en el análisis PEST (M), la siguiente tabla reúne los factores analizados en el apartado anterior incluyendo una valoración en una escala de 1 a 5, según el impacto sea muy negativo (1), negativo (2), neutro (3), positivo (4) y muy positivo (5).

FACTORES	VALORACIÓN					CLASIFICACIÓN	
	1	2	3	4	5	DEBILIDAD	FORTALEZA
Entrada de nuevos competidores		x				X	
Productos sustitutivos				x			X
Rivalidad interna				x			X
Poder negociación clientes			x			X	
Poder negociación proveedores			x				X

Tabla 7. Matriz de valoración de Porter I-SUN. Fuente: Elaboración propia

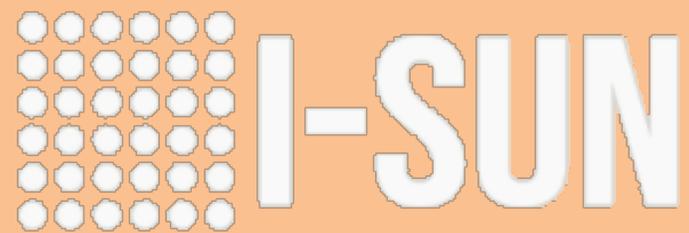
Si bien los cuatro modelos (autoconsumo, venta mercado, PPAs y electrolineras) parecen viables, no es menos cierto que en dos de ellos (autoconsumo y venta mercado) tenemos obvias ventajas competitivas debido al hecho de ser un proyecto *in-company* de Iberdrola y un posicionamiento estratégico muy fuerte.

Nuestro posicionamiento en los dos modelos restantes (PPAs y electrolineras) es significativamente más débil:

- ✓ Mayor fortaleza de los clientes.
- ✓ Competencia feroz.
- ✓ Existencia de alternativas muy competitivas (p.e. el autoconsumo industrial).

Además, la propia naturaleza de nuestro negocio con límites en la capacidad que se puede instalar en cada subestación y un volumen limitado al principio aconseja la implementación de un plan de negocio en dos fases:

- **Fase 1:** Desarrollo e implementación de los modelos de autoconsumo (en todas las subestaciones) y venta a mercado (en aquellas subestaciones que cumplan los requisitos). Desarrollo en paralelo del modelo PPA buscando oportunidades, ya sean a través de PPAs físicos o virtuales con empresas de tamaño mediano que sean compatibles con la capacidad de I-SUN.
- **Fase 2:** Evaluación en detalle del modelo de electrolineras en cuanto I-SUN alcance un volumen de potencia instalada superior a los 10 MWp.



Modelo de negocio y Plan Estratégico

6. Modelo de negocio y plan estratégico

6.1. Análisis DAFO

A continuación, se presentan los análisis DAFO realizados para los tres productos que se implantarán en la primera fase del proyecto: autoconsumo, venta merchant y PPAs.

6.1.1. Autoconsumo

DEBILIDADES		AMENAZAS	
Generación de energía intermitente y variable, dependiente de la climatología y horas de sol		Sigue habiendo cierta inestabilidad/incertidumbre del marco regulador, actualmente en fase de actualización	
Para garantizar la fiabilidad de la instalación, no puede ser la fuente de energía principal		Resistencia al cambio en servicios esenciales	
Dimensionamiento condicionado por las horas de luz		Proveedores chinos con elevado poder de negociación gracias al amplio mercado	
Empresa nueva		Cambio tendencia alcista precios materias primas	
		Fuerte poder de negociación de clientes	
FORTALEZAS		OPORTUNIDADES	
Suelo en propiedad		Impulso institucional de las EERR	
Sirve como Backup para fallos de transformador de la ST en horario diurno		Posibilidad de branding de la empresa	
Mejora de la eficiencia del sistema		Bajos tipos de interés, disponibilidad de crédito y subvenciones NextGeneration	
Autoconsumo garantizado con energía verde, accesible e inagotable		Mercado conocido o fácilmente dimensionable y con expectativas de crecimiento	
Tramitación administrativa más sencilla		Ventaja competitiva frente a competidores externos	
Proyecto inicial sencillo, posibilidades de expansión y estandarización		Contexto social, económico y geográfico favorable	
Bajo coste de O&M. Sinergias con O&M de la subestación		Oportunidad de informar al cliente sobre las ventajas	
Tecnología muy madura y competitiva		Nuevas tecnologías que mejoran producción y eficiencia	
Proyectos modulares y replicables		Asociación con empresas distribuidoras	
Fácil acceso a proveedores		Posible reducción de costes y aprendizaje tecnológico	

Tabla 8. DAFO autoconsumo. Fuente: Elaboración propia



6.1.2. Venta merchant

DEBILIDADES	AMENAZAS
Generación de energía intermitente y variable, dependiente de la climatología y horas de sol	Sigue habiendo cierta inestabilidad/incertidumbre del marco regulador, actualmente en fase de actualización
Capacidad de potencia limitada por la superficie de terreno liberada en las ST y la disponibilidad de potencia en los nudos	Proveedores asiáticos con elevado poder de negociación
Proyectos de pequeñas dimensiones que pueden limitar la optimización de costes	Elevada competencia para el vertido en los nudos de la red
Necesidad de capacidad de reserva si se requiere aportar energía fuera de las horas de generación	Volatilidad del precio de venta
Empresa nueva	Crecente competencia en el mercado y barreras de entrada (trámites administrativos, acceso y conexión) que pueden retrasar la puesta en marcha del proyecto
	Cambio tendencia alcista precios materias primas
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
Suelo en propiedad	Impulso institucional de las EERR
Energía limpia	Posibilidad de branding de marca
Payback bajo	Contexto social, económico y geográfico favorable
Bajo coste de O&M	Disponibilidad de información sobre las capacidades de los puntos de evacuación a red
Fuente de energía inagotable y accesible	Marco regulador en proceso de adaptación para favorecer el desarrollo de EERR
Tecnología muy madura y competitiva	Bajos tipos de interés, disponibilidad de crédito y subvenciones NextGeneration
Ahorro inversión en subestación e infraestructura de enganche a la red	Tecnología con la mayor demanda a nivel mundial con nuevos desarrollos que mejoran la producción y eficiencia
Escalabilidad del modelo de negocio	Posible reducción de costes y aprendizaje tecnológico
Conocimiento del sector	Nuevas subastas con cupos reservados para proyectos pequeños y medianos de generación distribuida
Apoyo de la distribuidora Iberdrola	Asociación con empresas distribuidoras
La energía eléctrica es necesaria y la demanda es creciente	
Proyectos modulares	
Fácil acceso a proveedores	

Tabla 9. DAFO Venta Merchant. Fuente: Elaboración propia



6.1.3. PPA's

DEBILIDADES	AMENAZAS
Generación de energía intermitente y variable, dependiente de la climatología y horas de sol	Sigue habiendo cierta inestabilidad/ incertidumbre del marco regulador, actualmente en fase de actualización
Capacidad de potencia instalada limitada por la superficie liberada disponible en las ST	Proveedores asiáticos con elevado poder de negociación
No es un producto que pueda ofrecerse en todas las ST	Competencia directa con autoconsumo industrial con mayor potencia instalada
Necesidad de capacidad de reserva si se requiere aportar energía fuera de las horas de generación	Elevada competencia con grandes grupos de generación que ofrecen PPA's y que pueden competir en precio
Empresa nueva	Creciente competencia en el mercado y barreras de entrada (trámites administrativos, acceso&conexión) posibles retrasos de la puesta en marcha
	Cambio tendencia alcista precios materias primas
	Fuerte poder de negociación de clientes
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
Suelo en propiedad	Impulso institucional de las EERR
Eliminación incertidumbre precio de venta enregía	Creciente desarrollo de los PPA's
Energía limpia	Contexto social, económico y geográfico favorable
Payback bajo	Bajos tipos de interés, disponibilidad de crédito y subvenciones NextGeneration
Bajo coste de O&M	Oportunidad de informar al cliente sobre las ventajas
Fuente de energía inagotable y accesible	Mercado en expansión con crecimiento sostenible y con clientes con nuevas necesidades
Tecnología muy madura y competitiva	Nuevas tecnologías que mejoran producción y eficiencia
Ahorro inversión en subestación e infraestructura de enganche a la red	Asociación con empresas distribuidoras
Escalabilidad del modelo de negocio	Posibilidad de fijar un precio de venta estable a largo plazo que facilite el acceso a financiación
Conocimiento del sector	Posibilidad de firmar PPA's tanto físicos como virtuales
Apoyo de la distribuidora Iberdrola	Posibilidad de branding de marca
La energía eléctrica es necesaria y la demanda es creciente	
Proyectos modulares	
Fácil acceso a proveedores	

Tabla 10. DAFO PPA's. Fuente: Elaboración propia

6.2. Propuesta de valor

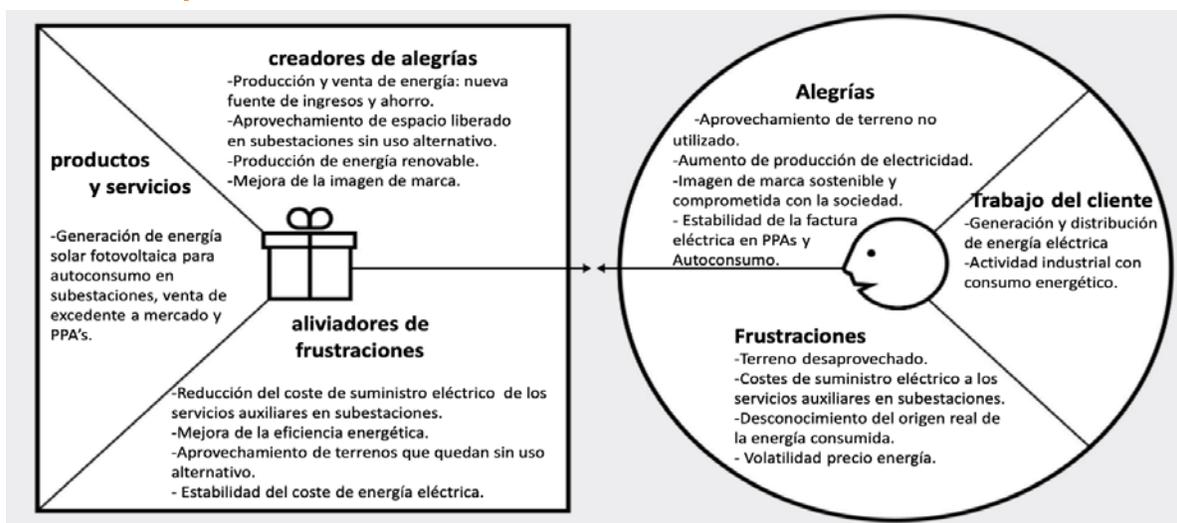


Imagen 6. Propuesta de valor. Fuente: Elaboración propia

6.3. Descripción del modelo de negocio - Business Model Canvas

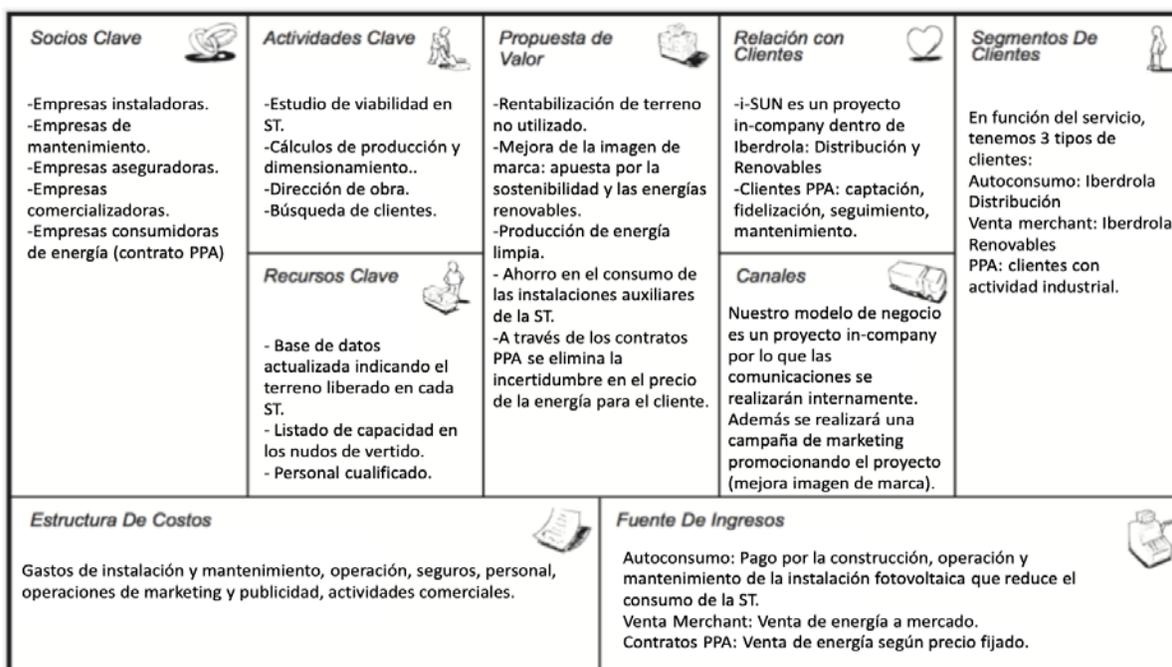


Imagen 7. Model Canvas. Fuente: Elaboración propia

A partir del análisis realizado, la propuesta de modelo de negocio de I-SUN consiste en constituir una unidad enfocada en la promoción, ejecución, operación y mantenimiento de parques fotovoltaicos dentro de subestaciones. I-SUN definirá de manera detallada qué partes de la cadena de valor deberán ser subcontratadas. El enfoque va a ser siempre a autoconsumo y venta a mercado, con la búsqueda de acuerdos PPAs, en aquellas subestaciones que permitan instalar la potencia necesaria.

6.4. Plan estratégico

6.4.1. Estrategia corporativa: visión, misión y valores

MISIÓN: Satisfacer las necesidades de energía eléctrica de los clientes a partir del desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica sostenibles, con máxima eficiencia y calidad, contribuyendo al compromiso social con el medioambiente, aprovechando la oportunidad que supone la liberación de espacio en las subestaciones eléctricas, creando valor a través de la innovación y el establecimiento de compromisos de colaboración con todos los agentes que intervienen en la cadena de valor.

VISIÓN: Ser reconocida como una de las empresas líderes en el sector de energía fotovoltaica en España, por proporcionar un servicio de máxima calidad, comprometido con el cliente y diferenciado, y por la contribución a la transición energética.

VALORES:

- Integridad y transparencia con nuestros grupos de interés.
- Compromiso y responsabilidad con nuestros proyectos y contribuciones medioambientales y sociales.
- Excelencia en nuestro trabajo y nuestras operaciones.
- Satisfacción de las necesidades de los clientes.
- Respeto a nuevas ideas y opiniones.
- Confianza.
- Solidaridad y colaboración con la cadena de valor.
- Flexibilidad y adaptabilidad al cambio.
- Trabajo en equipo.

6.4.2. Estrategia competitiva

La estrategia competitiva permite definir el conjunto de acciones ofensivas y defensivas para alcanzar una posición ventajosa frente a los competidores. Michael Porter propone la existencia de tres grandes estrategias competitivas: liderazgo en costes, diferenciación y enfoque. El análisis competitivo es un proceso que consiste en relacionar a la empresa con su entorno. A partir de los análisis PEST(M) y de las Cinco Fuerzas de Porter realizados previamente, se puede ver la situación de la empresa con el entorno, analizando las oportunidades y amenazas externas, así como las fortalezas y debilidades internas a través de un análisis DAFO, el cual permite definir la estrategia.

Por ser una unidad de nueva creación y con proyectos de pequeñas dimensiones en comparación con los grandes actores del sector, los cuales en muchos casos desarrollan amplias carteras en un ámbito global, es difícil que I-SUN pueda obtener una ventaja competitiva en costes. Por otro lado, el

producto ofrecido se trata de energía eléctrica a demanda, en un sector muy maduro, con tecnología avanzada y donde existen muchos competidores que ofrecen proyectos personalizados a sus clientes, luego establecer una estrategia de diferenciación también es difícil. Por lo tanto, la estrategia que plantea I-SUN es de **enfoque**, centrándose en un segmento específico, el de las subestaciones eléctricas compactadas, para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica, diseñando una oferta acorde a las necesidades del cliente que permita el desarrollo de una ventaja competitiva sostenible.

6.4.3. Objetivos estratégicos

Objetivos generales:

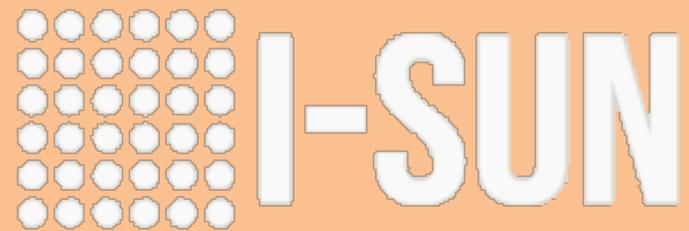
- Desarrollar un negocio sostenible.
- Convertirnos en una empresa referente a nivel nacional.
- Satisfacer las necesidades de los clientes con un trato personalizado.
- Escalar los proyectos ampliando el ámbito geográfico de actividad a largo plazo.

Objetivos específicos:

- Disponer antes de dos años de al menos una instalación de generación operativa para autoconsumo que sirva como piloto.
- Posicionar a la empresa como referente de calidad.
- Ser reconocidos por la sostenibilidad de los procesos.
- Fomentar la formación y el desarrollo de los empleados. Fomentar la comunicación y colaboración estrecha con todos los agentes de la cadena de valor.
- Lograr la satisfacción del 100 % de los clientes.
- Desarrollar al menos una innovación cada año.
- Mantener un crecimiento equilibrado.
- Rentabilizar el negocio.
- Alcanzar objetivos anuales de potencia pico instalada durante los primeros 5 años hasta alcanzar 7,5 MWp totales considerando el conjunto de todas las instalaciones fotovoltaicas puestas en marcha según la siguiente distribución anual:

Objetivos	Potencia añadida (MWp)	Potencia total (MWp)
AÑO 0	0,5	0,5
AÑO 1	1	1,5
AÑO 2	1,5	3
AÑO 3	1,5	4,5
AÑO 4	1,5	6
AÑO 5	1,5	7,5

Tabla 11. Objetivos en cinco años. Fuente: Elaboración propia



Plan de marketing

7. Plan de marketing

7.1. Segmentación de clientes

I-SUN, una vez desestimada la línea de negocio centrada en electrolinerías para una primera fase del proyecto, tendrá tres segmentos principales de clientes objetivo: distribuidoras, pequeñas y medianas industrias y mercado merchant.

En nuestro caso, nuestro cliente principal por volumen de negocio será la propia **distribuidora eléctrica**, para el caso de la venta para autoconsumo.



Imagen 8. Mapa de España de las mayores distribuidoras eléctricas. Fuente: <https://alcanzia.es/>

En España, hay cinco grandes distribuidoras de electricidad, y más de 300 pequeñas distribuidoras. Nuestros clientes potenciales son las grandes distribuidoras, ya que son las que poseen la mayor parte de las subestaciones eléctricas en nuestro país.

Iberdrola está comprometida con un modelo energético que prioriza el bienestar de las personas y la preservación del planeta.

Nuestro proyecto I-SUN, representa este crecimiento eléctrico, buscando siempre una rentabilidad y un ahorro, pero siendo una energía sostenible y accesible.

En el caso de la venta de energía eléctrica a través de PPA (Power Purchase Agreement), nuestros potenciales clientes son las distintas industrias situadas en el entorno de las subestaciones.

Según el último informe Corporate Energy Market Outlook de BloombergNEF, en España las empresas anunciaron contratos para comprar 4,2 GW de energía limpia frente a los 300 MW de 2019.

Por último, en el caso de la venta a mercado del excedente de energía, nuestro "cliente" será el consumidor final, que, para este caso, no es necesario definir, debido a que lo único que nos interesa conocer es si en ese punto de la red, a través de los Mapa de Capacidad de las distintas eléctricas, hay posibilidad de verter a red.

7.2. Competencia y posicionamiento

7.2.1. Competidores

El entorno competitivo no es evidente al ser una idea innovadora y se estructura a lo largo de los diferentes modelos de negocio.

- **Suministro de energía a Iberdrola Distribución para el consumo de las subestaciones:**
 - La propia Iberdrola Distribución puede optar por un proyecto interno de autoconsumo o poner en valor esos terrenos con otro uso.
 - Otras empresas relacionadas con el autoconsumo industrial que puedan ofrecer soluciones similares tales como EiDF, Enaltia Solar, Coversun, Powen o e4e.
 - Iberdrola Distribución puede optar por continuar con el modelo actual en donde obtiene de la red la energía que necesita para el consumo de la subestación.

Nuestra oferta será competitiva siempre que esté dentro de los niveles de precio de PPAs industriales y de soluciones similares para autoconsumo. Además, esta solución ofrece sinergias obvias y potencial de negocio adicionales al Grupo Iberdrola en comparación con cualquiera de las otras soluciones.

- **Venta a mercado del excedente de energía:**
 - Otros promotores compitiendo por la capacidad de conexión, hay cientos operando en España, desde los grandes (nacionales e internacionales) como Endesa, EDP, Naturgy, EON, a los medianos y pequeños como Greenalia, Capital Energy, Molinos del Ebro o Ecoener.

El hecho de que nuestra solución no utilice las redes de transporte sino las de distribución, conjuntamente con los beneficios de usar la “maquinaria” de Iberdrola Renovables para la promoción y la tramitación debería darnos una ventaja competitiva clara.

- **PPAs industriales:**
 - Empresas suministrando soluciones de autoconsumo industrial tales como EiDF, Enaltia Solar, Coversun, Powen o e4e.
 - Empresas suministrando PPAs virtuales tales como generadores (Endesa, EDP, Naturgy), comercializadoras (AXPO), etc.
 - Comercializadores de energía con diversas soluciones de precios tales como Hola Energía, AXPO, CHC Energía, Naturgy, Endesa, etc.

El panorama competitivo es ciertamente más abierto e intenso en este modelo, además la disponibilidad de abundante financiación pública para soluciones de autoconsumo va a desequilibrar este mercado de una manera que es difícil de prever. Nuestra oferta comercial para PPAs industriales tendrá que evaluarse muy detalladamente antes de comenzar la segunda fase a la vista de la evolución de las condiciones de mercado.

➤ **Suministro de energía a otras distribuidoras para el consumo de las subestaciones:**

- Las propias distribuidoras (Endesa, Naturgy, EDP) pueden optar por un proyecto interno de autoconsumo o poner en valor esos terrenos con otro uso.
- Otras empresas relacionadas con el autoconsumo industrial que puedan ofrecer soluciones similares tales como EiDF, Enaltia Solar, Coversun, Powen o e4e.
- Las distribuidoras pueden optar por continuar con el modelo actual en donde obtiene de la red la energía que necesita para el consumo de la subestación.

Una vez examinados nuestros potenciales competidores, concluimos que nuestra oferta puede ser competitiva una vez que hayamos depurado el modelo operativo, hayamos cogido el volumen necesario y siempre que esté dentro de los niveles de precio de PPAs.

7.2.2. Posicionamiento

El posicionamiento de esta compañía evolucionaría de ser un proyecto *in-company* en Iberdrola Renovables, a convertirse en una *spin-off* 100% participada por Iberdrola Renovables, para finalmente convertirse en una empresa con diversos accionistas especializada en un nicho muy concreto que es el aprovechamiento de los espacios liberados en las subestaciones para la producción de energía renovable, comercializando la misma a través de varios canales a diversos clientes.

7.3. Plan de acción. Marketing mix.

7.3.1. Política de producto

La oferta de I-SUN incluye en su concepción a largo plazo hasta tres productos de generación y venta de energía eléctrica de origen 100 % renovable a partir de instalaciones solares fotovoltaicas: Autoconsumo en subestaciones, venta a merchant, contratos bilaterales PPAs. La implantación de los mismos se realizará gradualmente, de manera que los dos primeros, Autoconsumo y Merchant, constituyen el *core* del negocio donde se centrará la actividad de I-SUN desde el inicio y que podrían servir como base para en el medio y largo plazo articular la oferta de PPAs como parte de su estrategia de crecimiento. Las características principales de cada producto son:

- Autoconsumo en subestaciones: se trata del producto *flagship* sobre el cual se concibió originalmente la idea de I-SUN, aprovechando el espacio liberado tras la compactación de las subestaciones eléctricas, con el objetivo de cubrir las necesidades de consumo de la apartamentada y sistemas de control propios de las mismas durante las horas de generación de energía solar fotovoltaica. La modalidad de autoconsumo es con excedentes sin compensación, de manera que los excedentes de producción de energía se puedan verter a la red eléctrica.
- Venta a merchant: El dimensionamiento de las instalaciones de producción va a estar limitado por la máxima superficie disponible y no por las necesidades de autoconsumo. En ese sentido, cuando la producción de energía sea superior a las necesidades de las subestaciones, el excedente se verterá a la red para su venta en el mercado mayorista.
- Contratos PPAs: los contratos bilaterales de suministro PPAs y la venta a merchant no son productos excluyentes, de manera que en el momento en que surja una oportunidad interesante se podrá proporcionar este producto que está destinado a industrias cercanas a las subestaciones



eléctricas donde se desarrollen los proyectos de I-SUN. Los PPAs ofrecidos por I-SUN podrán ser de las siguientes tipologías:

- En función del punto de inyección de la energía:
 - PPA Offsite: el suministro está asociado a una instalación de energía solar fotovoltaica particular, conectada a la red de transporte o distribución del sistema eléctrico para llevar la energía desde el punto de origen al consumidor.
- Según el punto de entrega:
 - PPA Físico: cuando la venta de energía se realiza a través de una comercializadora. Dadas las dimensiones de los proyectos de I-SUN, esta constituirá la tipología principal.
 - PPA Virtual: cuando el precio de la energía se cierre directamente con el cliente.
 - PPA Sleeved: en mercados en los que I-SUN no cuente con licencia de comercializador y el cliente quiera un PPA físico, se podrán alcanzar acuerdos con comercializadoras locales para que trasladen al cliente final las condiciones del PPA.
- En función de la forma de entrega de la energía:
 - PPA de energía generada: el cliente consume la generación bruta que salga de la instalación.
 - PPA de carga base: I-SUN convierte la generación bruta de la instalación en una carga base.
 - PPA según consumo: I-SUN se encarga de convertir la generación bruta en una curva que siga fielmente la curva de consumo del cliente.

La mayor sostenibilidad y creación de valor radica en la no necesidad de ocupar nuevos terrenos para la construcción de las instalaciones fotovoltaicas, ya que se emplean suelos liberados tras la compactación de las subestaciones permitiendo un nuevo aprovechamiento de los mismos para generar energía limpia.

7.3.2. Política de distribución

Para la distribución se podrán emplear canales directos e indirectos, a través de Iberdrola Comercialización o comercializadoras locales, los cuales definirán la estrategia de *Route to Market*:

- Autoconsumo en subestaciones: al tratarse de un proyecto *in-company*, los proyectos se llevarán a cabo mediante acuerdos directos con Iberdrola Distribución (i-DE).
- Venta merchant y PPAs: la venta a mercado del excedente, así como los acuerdos PPAs se podrán realizar directamente o a través de comercializadoras.

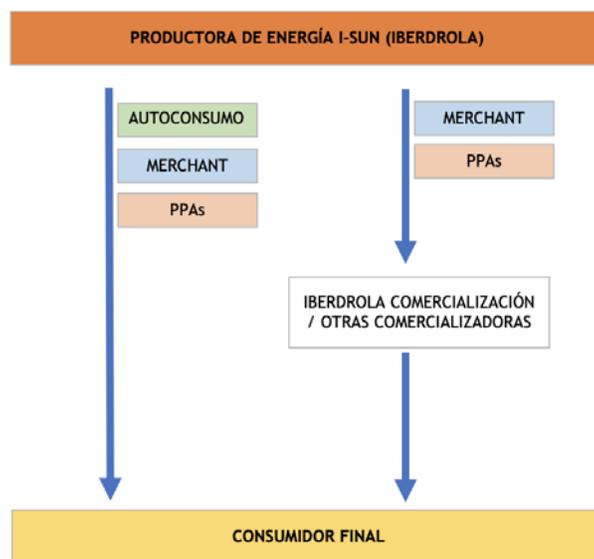


Imagen 9. Route to market. Fuente: Elaboración propia

- Política de comunicación

La comunicación se entiende como un diálogo interactivo entre I-SUN, y todos los integrantes de la cadena de valor, que debe llevarse a cabo en todas las etapas de cualquier proceso de compra-venta: La experiencia del consumidor durante todo el proceso es probablemente el aspecto más valorado por la mayoría de consumidores. Los objetivos establecidos son los siguientes:

- Obtener información de los clientes, proveedores y distribuidores para crear una base de datos, teniendo en cuenta la importancia de conocer las necesidades de los mismos y poder adaptar los proyectos a las mismas.
- Informar sobre los aspectos diferenciadores de los proyectos de I-SUN y sus ventajas.
- Lanzar el primer proyecto piloto durante 2022.

Como proyecto *in-company* de Iberdrola, la estrategia de comunicación de I-SUN tratará de influir en la compañía matriz para persuadirlos. Las herramientas para llevar a cabo esta estrategia incluyen la fuerza de ventas y las relaciones públicas.

La fuerza de ventas o Desarrollo de Negocio estará formada por miembros del equipo técnico encargado del desarrollo de los proyectos, y se encargará de recopilar la información necesaria sobre el mercado, la identificación de necesidades y el análisis de la viabilidad.

Por otro lado, las actividades de relaciones públicas van a estar destinadas a todos los agentes de la cadena de valor y encaminadas a construir la imagen de marca. Entre estas actividades se incluye la presencia como expositor en ferias del sector como GENERA y CSP Madrid, y la creación de una página web para dar a conocer el proyecto (<https://sites.google.com/learning.eoi.es/isun/inicio>).

El nombre elegido para la marca propia pretende comunicar la fuerte vinculación de Iberdrola (representado por la sigla "i") con el sol (SUN, en inglés) como fuente de energía renovable. El



logotipo combina el nombre y la energía solar representada a través del color anaranjado y círculos que simulan fotones de luz.



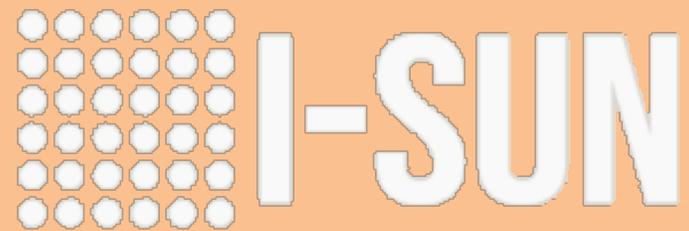
Imagen 10. Logotipo I-SUN. Fuente: Elaboración propia.

- Política de precio

La remuneración de la energía eléctrica generada se realizará a través de la venta de la electricidad libremente en el mercado, acudiendo directamente al mismo bien a través de un contrato bilateral o con una comercializadora.

En el caso de la venta merchant, el precio quedará fijado diariamente en el mercado mayorista al precio de casación. En cuanto a los contratos bilaterales PPA, incluyendo los de Autoconsumo, los precios se podrán acordar manteniendo un precio fijo o bien variable asociado a un índice (por ejemplo, precio indexado según mercado OMIE).

Para la fijación de los precios de PPAs y Autoconsumo se tendrán en cuenta los precios de coste, las condiciones particulares del entorno y del mercado en cada momento y las previsiones futuras.



Plan de operaciones

8. Plan de operaciones

I-SUN es un proyecto *in-company* que proporciona un servicio de suministro de energía eléctrica dentro de Iberdrola a partir de la promoción, construcción y gestión de pequeños parques fotovoltaicos en subestaciones eléctricas.

I-SUN contará con los activos necesarios para el correcto desarrollo del negocio, por ejemplo, los parques fotovoltaicos construidos. I-SUN generará y gestionará el parque fotovoltaico en la subestación en cada uno de los tipos de negocio que se desarrollen.

En este sentido, los objetivos del Plan de Operaciones son:

- Definir los procesos productivos para proporcionar los servicios más idóneos, así como los medios y tareas de apoyo necesarias para completar dichos servicios.
- Identificar los recursos materiales y humanos necesarios para poder acometer los procesos citados.

8.1. Mapa de procesos

Durante esta fase se define el “cómo actuar”, es decir, se determina el conjunto de actividades y tareas requeridas para obtener los resultados previstos.

El mapa de procesos desarrollado incluye dos fases en función del cliente final del producto. La primera considera que la producción eléctrica irá destinada en su totalidad al autoconsumo mientras que, en la segunda, en función del éxito obtenido en la ejecución del proyecto y la confirmación de la posibilidad de vertido a red, la producción eléctrica podrá destinarse a venta a terceros.



Procesos Estratégicos	Procesos Clave	Procesos de Apoyo	Unidad Responsable	Recursos	Posición i-SUN	
Desarrollo de Negocio (para el SOM)	FASE IA y IB: PLANTAS FOTOVOLTAICAS PARA AUTOCONSUMO EN SUBESTACIONES DE IBERDROLA					
	Busqueda localizaciones y Evaluación		ISUN ISUN	2	ISUN Director Jefe de Desarrollo de Negocio	
	Desarrollo Business Case	Plan de Marketing		ISUN/ Relaciones Institucionales	Dep funcional	Jefe de Desarrollo de Negocio
		Plan de comunicación				
		Screening técnico de soluciones		ISUN		
	Análisis de mercado de contratistas y tecnólogos		ISUN	1		
	Plan de Recursos Humanos		ISUN			
ESPECIFICO FASE IB: PLANTAS FOTOVOLTAICAS PARA VERTIDO A RED Y VENTA						
		*Búsqueda de clientes para venta y PPA	ISUN/IBERDROLA COMERCIAL	1	Ingeniero de Desarrollo de Proyecto	
Desarrollo de Proyecto (para cada subestación)	FASE IA y IB: PLANTAS FOTOVOLTAICAS PARA AUTOCONSUMO EN SUBESTACIONES DE IBERDROLA					
	Tramitación licencias industria		ISUN	1	Ingeniero de Desarrollo de Proyecto	
	Busqueda de financiación (interna)		ISUN		(Labor del Director)	
		Preparación de especificación funcional del proyecto y especificaciones técnicas	ISUN/Iberdrola Ingeniería	1	Project Manager	
	ESPECIFICO FASE IB: PLANTAS FOTOVOLTAICAS PARA VERTIDO A RED Y VENTA					
	Tramitación solicitud de conexión y capacidad		IBERDROLA COMERCIAL?		Project Manager ^a Project Manager	
Ejecución (para cada subestación)	Ingeniería de detalle, compra de materiales y Construcción	Análisis de contratistas Licitación Seguimiento de la construcción	Supply Chain (compras y contratos) Iberdrola Ingeniería Subcontratación	1	(el numero de PM podrá aumentar con el crecimieto del numero subestaciones)	
	Negociación de los contratos para la formalización del autoconsumo	Proforma de contratos, discusión con los abogados	Servicios corporativos legales	1	Contract Manager	
	ESPECIFICO FASE IB: PLANTAS FOTOVOLTAICAS PARA VERTIDO A RED Y VENTA					
	Negociación de los contratos para venta a terceros ó PPA	Proforma de contratos, discusión con los abogados	Servicios corporativos legales/ IBERDROLA COMERCIAL	Dependencia funcional		
Operación	Operación		Operaciones dentro de Iberdrola Renovables	Dependencia funcional		
	Mantenimiento y servicio postventa		Iberdrola Renovables/subcontratado	Dependencia funcional		
Transversales			RECURSOS HUMANOS	Dependencia funcional		
			FNANZAS	Dependencia funcional		

Tabla 11. Mapa de procesos. Fuente: Elaboración propia

Se identifican procesos estratégicos, de apoyo y claves:

8.1.1. Procesos Estratégicos

Para la implementación del proyecto, se define una hoja de ruta con los siguientes procesos estratégicos:

1. Desarrollo de Negocio

Durante esta etapa se concretará el conjunto de subestaciones susceptibles para lograr el objetivo inicial marcado durante la concepción del modelo de negocio (SOM).

En esta etapa debe realizarse la selección de los emplazamientos y la verificación de las condiciones óptimas, principalmente desde el punto de vista técnico, pero también y si es posible comercial, para una futura venta a terceros de la energía. Así mismo, se realizarán los Business Cases asociados para presentarlos al Senior Management de la compañía de cara a la aprobación del concepto, así como la presentación del plan de recursos humanos del departamento I-SUN necesarios para la promoción de los proyectos

Desde el punto de vista técnico estas condiciones incluyen:

- Confirmación de la fecha de compactación de la subestación y espacio disponible tras la misma
- Confirmación de la idoneidad de la instalación en la zona
- Identificación de industrias aledañas para creación de PPAs
- Desarrollo del Caso de Negocio, rentabilidad e identificación de alternativas de financiación
- Desarrollo de la Hoja de Ruta desde la concepción hasta la operación

2. Desarrollo del Proyecto

Esta etapa incluye la promoción propiamente dicha de los proyectos en la que debe realizarse un diseño técnico básico pero específico para cada uno de los emplazamientos y que incluya un detalle técnico suficiente para la obtención de un estimado de coste +- 10% que permita la toma de decisión de Inversión.

En paralelo, se comenzarán las tareas de búsqueda de financiación por un lado y solicitud de licencias administrativas, (de conexión y capacidad en el caso de venta a terceros).

La realización de las labores de ingeniería y consultoría puede ser interna a Iberdrola (Iberdrola Ingeniería) o puede subcontratarse a empresas especializadas (ingenierías de Front End y consultoras generalistas). I-SUN actuará como Dirección de Proyecto del cliente, sus labores incluyen la supervisión y aprobación de los trabajos de ingeniería, así como la coordinación e interlocución con el cliente final (Iberdrola Distribución/Renovables) y las áreas de apoyo. Para cada proyecto existirá la figura de Project Manager de I-SUN. Si el portafolio de proyectos lo permite, gracias a su secuenciación en el tiempo o al volumen de trabajos, el Project Manager podrá serlo de los distintos proyectos o será necesario personal adicional.

3. Ejecución del Proyecto

Durante esta etapa se realizará la Ingeniería de detalle, compra de materiales y construcción. En este momento son fundamentales los apoyos de otras áreas de la compañía, en particular el área de Supply Chain (Compras y Contratos), imprescindible tanto por la aportación de recursos (gestores de compras y contratos) como para el cumplimiento de las normas internas de compliance de la compañía.

En paralelo, se realizará la negociación de los contratos para la formalización del autoconsumo, así como los PPAs y venta merchant durante la fase II.

En este momento los recursos necesarios para el proyecto son en su mayoría externos a I-SUN. El Project Manager durante la etapa de desarrollo podrá reconvertirse a Project Manager del Cliente durante la ejecución, si posee las competencias adecuadas, para velar por el aseguramiento de la calidad, plazo y coste de los proyectos. Otras posiciones de I-SUN relacionadas con aspectos

comerciales y legales podrán también formar parte del proyecto de ejecución, en la figura de Contract Manager, de nuevo, si sus competencias lo permiten.

4. Operación y Mantenimiento

Finalmente, I-SUN será el responsable de la operación y mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas en coordinación con Iberdrola Distribución, definiendo los límites de alcance entre ambas responsabilidades para las tareas y equipos concretos de la operación y mantenimiento.

8.1.2. **Procesos Clave**

Los procesos clave constituyen el conjunto de tareas indispensables para el desarrollo y éxito del proyecto y resultan derivados de los procesos estratégicos anteriores. La mayoría de los procesos se realizan directamente por miembros de I-SUN mientras que los más especializados se subcontratan o transfieren a otras áreas de la compañía quedando no obstante bajo la responsabilidad de I-SUN. Ejemplos de ello son las actividades de ingeniería, compras, construcción, proformas de contratos etc. El listado de procesos clave se detalla a continuación:

- Búsqueda de ubicaciones de las plantas fotovoltaicas tras una preselección de subestaciones a compactar y evaluación de los posibles show stoppers del proyecto (falta de espacio, idoneidad del terreno...)
- Desarrollo Business Case y screening técnico de soluciones, análisis de mercado de contratistas y tecnólogos, como paso previo a la presentación del concepto para aprobación a nivel compañía
- Tramitación licencias industria
- Tramitación solicitud de conexión y capacidad
- Búsqueda de financiación (interna)
- Búsqueda de clientes para venta y PPA
- Preparación de especificación funcional del proyecto y especificaciones técnicas (transferido a Iberdrola Ingeniería o subcontratado a empresas del sector)
- Ingeniería de detalle, compra de materiales y Construcción (subcontratado)
- Negociación de los contratos para venta a terceros o PPA, con el apoyo de los servicios jurídicos de Iberdrola
- Operación y mantenimiento de los parques fotovoltaicos, bajo la responsabilidad de I-SUN.

8.1.3. **Procesos de Apoyo**

En este grupo se encuentran los procesos que sirven de soporte a la hoja de ruta. Se han identificado:

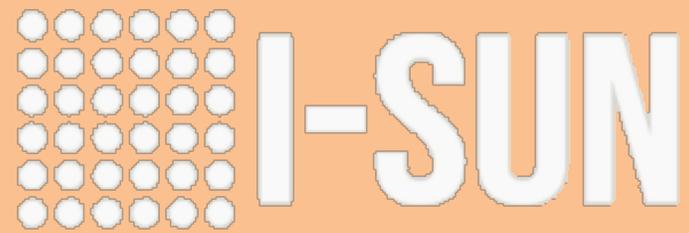
- Plan de marketing
- Plan de comunicación
- Análisis de suministradores y contratistas para ingeniería y construcción
- Análisis de modelo legal de contratos para formalización de autoconsumo, para venta a terceros y PPAs



8.2. Definición de recursos físicos

Los recursos materiales necesarios para el funcionamiento del proyecto I-SUN se han dividido en las dos localizaciones desde las que se llevarán a cabo los proyectos:

- Oficina central. En los primeros años del proyecto, al ser *in-company*, la oficina desde la cual se desarrollarán los trabajos tanto de diseño, aprovisionamiento y demás actividades de los departamentos asociados (marketing, legal, administrativo, etc..) será la oficina designada por la compañía a la cual se prestan los servicios.
- Oficina técnica en la Subestación: Se deberá contar con una oficina técnica en obra desde la cual se dé seguimiento y supervisión a la ejecución de los trabajos, así como desde donde se centralizarán los trabajos de Operación y mantenimiento.



Plan de Recursos Humanos

9. Plan de Recursos Humanos

9.1. Socios

En un primer momento esto será una iniciativa 100% de Iberdrola, pero si se llegase a realizar un *spin-off* podría ser conveniente dar participación a externos, sobre todo de cara a crecer con otros distribuidores.

9.2. Perfiles, funciones y organigrama

A la hora de presentar el proyecto, I-SUN tiene que tener una estructura propia:



Imagen 11. Organigrama I-SUN. Fuente: Elaboración propia

- 1) **I-SUN director:** El director del departamento, responsable de obtener la aprobación de Senior Management del concepto de realizar este tipo de desarrollo de negocio, desarrollar la idea y coordinar al más alto nivel a los diferentes actores dentro de Iberdrola para conseguir el éxito del proyecto. Además, es el responsable de los equipos encargados de realizar el desarrollo de negocio y la fase de desarrollo de proyecto.
- 2) **Jefe desarrollo de negocio:** Como gestor, es responsable de asegurar que todos los integrantes del equipo conocen su rol y saben ejecutarlo, cuentan con los medios disponibles para hacerlo y con la información necesaria para comprender el alcance y limitaciones de cada tarea y actividad en la que intervendrán de forma activa. Es, además, bastante conveniente que quien está al cargo de la Dirección de Proyecto cuente con un perfil técnico que le permita ostentar un mejor entendimiento de los procesos, que garantice una respuesta más eficiente cuando los planteamientos exigen una solución inmediata.
- 3) **Ingeniero de Desarrollo de Proyecto (tramitaciones):** Encargado de realizar los trámites administrativos con las Administraciones competentes y otras entidades públicas o privadas



relacionadas con el proyecto.

- 4) **Project Manager:** Es el encargado de integrar todos los aspectos económicos dentro del modelo técnico del proyecto (precios venta electricidad autoconsumo, PPAs) para completar el 'business case' y la rentabilidad del proyecto. Dependiendo de la fase, será necesario que tenga un perfil financiero. Negociación, elaboración, gestión y cierre de los contratos. Además, las funciones del Project Manager será velar por la adecuada ejecución del proyecto en tiempo, coste y calidad de acuerdo al alcance definido.

9.3. Plantilla y evolución

Respecto a la evolución de la plantilla, no presentará grandes cambios durante los 6 primeros años. Gracias a la modularidad y estandarización del proyecto, una vez realizada la primera instalación y su puesta en marcha, es decir, una vez probado el MVP, y confirmada la estrategia de contratación, el proyecto es fácilmente reproducible en el resto de localizaciones.

La siguiente tabla recoge la evolución esperada de la plantilla de I-SUN de acuerdo con la previsión de crecimiento del volumen de proyectos durante los primeros 6 años:

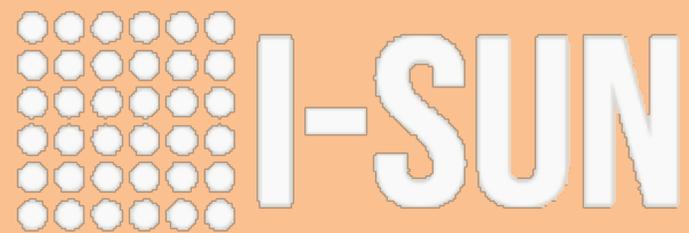
Evolución de la plantilla	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
I-SUN DIRECTOR	1	1	1	1	1	1
JEFE DESARROLLO DE NEGOCIO	1	1	1	1	1	1
INGENIERO DESARROLLO DE PROYECTO (TRAMITACIONES)	1	1	1	1	1	1
PROJECT MANAGER	1	1	1	1	2	2

Tabla 12. Evolución de la plantilla en 5 años. Fuente: Elaboración propia

I-SUN cubrirá los siguientes perfiles apoyándose en otros departamentos del grupo Iberdrola:

Áreas de apoyo en IBERDROLA
Dirección de Ingeniería y Construcción
Dirección de Compras
Dirección de Finanzas
Servicios Jurídicos
Relaciones institucionales
Recursos Humanos
Dirección de Seguridad y Medioambiente

Tabla 13. Áreas de apoyo en Iberdrola. Fuente: Elaboración propia



Plan legal
Forma Jurídica

10. Plan legal. Forma jurídica

10.1. Normativa vigente

La normativa vigente se presenta descrita en el anexo II.

10.2. Forma jurídica

I-SUN es una iniciativa *in-company* concebida por Iberdrola Grupo, como una cooperación entre las compañías Iberdrola Renovables e Iberdrola Distribución.

I-SUN nace como un proyecto encajado en la estructura de Iberdrola Renovables que venderá energía de carácter renovable a Iberdrola Distribución, en una especie de PPA para el consumo de aquellas subestaciones donde I-SUN realiza las instalaciones fotovoltaicas. I-SUN realizará la evaluación, el desarrollo, la tramitación, la construcción, la operación y el mantenimiento de estas instalaciones fotovoltaicas en aquellos terrenos que queden libres después de la compactación de la subestación y por los cuales pagará un alquiler a Iberdrola Distribución.

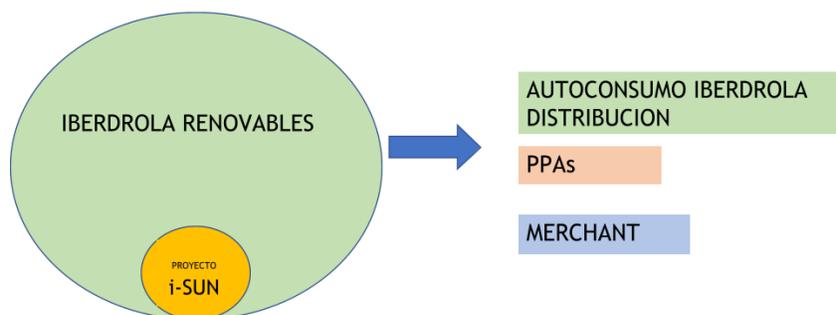
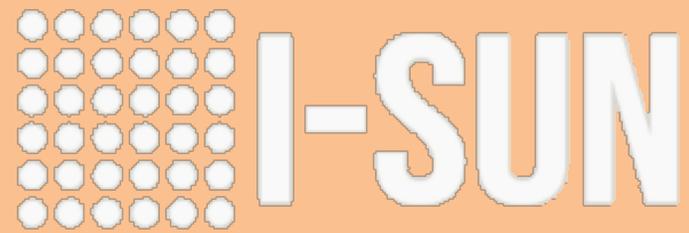


Imagen 12. Forma jurídica. Fuente: Elaboración propia

I-SUN promoverá, en paralelo y para aquellas subestaciones que dispongan de suficiente espacio para hacerlo viable económicamente, la tramitación para poder verter a red y vender al mercado eléctrico aquella energía excedente una vez se cubre el consumo de la subestación.

Además, I-SUN evaluará las posibilidades de ofrecer esta solución a otras distribuidoras, establecer PPAs físicos con industrias muy cercanas a las subestaciones donde el terreno lo permita y la venta a mercado no fuese posible.

Si el plan de negocio se cumpliera, la previsión es realizar un *spin-off* de I-SUN y convertirla en una compañía independiente. Por lo tanto, la forma jurídica en esta segunda fase sería una Sociedad Anónima participada al 100% por Iberdrola Renovables y para finalmente convertirse en una empresa participada por diversos accionistas.



Plan Financiero

11. Plan Financiero

En este apartado se presentan los resultados obtenidos tras el estudio económico financiero incluido en el Anexo III.

11.1. Plan de inversión

11.1.1. Inversión Inicial

En este apartado se analizará la inversión inicial necesaria para comenzar el proyecto I-SUN. Se analizarán las distintas partidas requeridas para el lanzamiento del proyecto y cuáles son las posibles fuentes de financiación para dichos montos.

Para este modelo piloto, se considera un proyecto de 0,5 MW con las siguientes características:

I-SUN	
Potencia (MW)	0,5
Horas (h)	1.930
Producción (MW/h)	965
Capex (€)	297.525
FFPP (€) [30%]	89.257
Deuda (€) [70%]	208.267

Tabla 14. Resumen del modelo piloto. Fuente: Elaboración propia

La inversión inicial se calcula para una instalación tipo de 0,5 MW, replicando esos mismos costes para cada subestación en la que se pretenda implantar el modelo I-SUN. Esto nos permitirá, estandarizar la inversión y extrapolar el modelo a cada Subestación en particular teniendo que modificar tan solo algunos datos.

Obteniendo un ratio de 0,6 €/Wp, que incluye desde el diseño, aprovisionamiento, montaje, hasta documentación cumplimentando regulación local y estatal (permisos y puestas en servicio, todo lo relacionado con HSE, Gestión de residuos, separata a DIA si fuera necesario...), costes de promoción, el management durante la fase de construcción, costes asociados y ciertas reservas para contingencias.

Esta inversión inicial, consistirá en las actuaciones previas, que cuenta con partidas de gastos de creación como departamento de I-SUN, mobiliario de oficina, softwares y equipos informáticos para el equipo humano, así como costes de material e instalación del parque fotovoltaico, descritos a continuación:

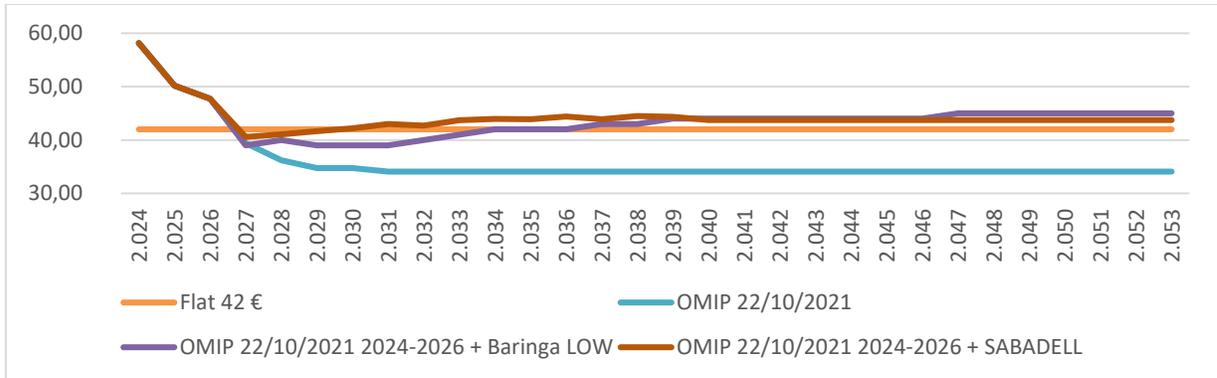
I-SUN			
CAPEX	€/Wp	€	COMENTARIOS
Módulos FV	0,18	90.000 €	- Asumiendo volumen suficiente al comprar a través de Iberdrola Renovables
BOP	0,28	140.000 €	- Resto del equipo - Asumiendo volumen suficiente al comprar a través de Iberdrola Renovables
Infraestructura evacuación	0,04	20.000 €	- Coste muy bajo al instalarse el huerto solar en los terrenos de la subestación
ICIO	0,02	8.000 €	- Impuestos municipales
Otros impuestos (LOUA)	0,01	4.480 €	- Impuestos regionales
Ingeniería y trabajos previos	0,01	4.000 €	
Costes de promoción (DEVEX)	0,01	5.000 €	
Due Diligence para Project Finance (PF)	0,01	2.500 €	
Intereses durante construcción y comisiones PF	0,01	4.795 €	
Project Management Construcción	0,03	15.000 €	
Reserva para contingencias	0,01	3.750 €	
Total	0,60	297.525 €	

I-SUN		
OPEX	€/AÑO	COMENTARIOS
O&M	4.500,00 €	
Auditoría y gestión	1.500,00 €	
IBICES	675,00 €	- Impuesto municipal
IAE	375,00 €	- Impuesto actividad
Consumo electricidad	500,00 €	
Seguimiento ambiental	750,00 €	
Tasas REE y OMIE	55,25 €	
Alquiler terrenos	900,00 €	
7% IVPEE (Impuesto a la generación)	7,00%	
Coste de representación + coste desvíos	0,30%	
Coefficiente de apuntamiento solar	0,94	
Incremento anual IPC	1,50%	- Se aplicaría sobre todos los costes anuales de OPEX, excepto impuestos

Tabla 15. Costes CAPEX-OPEX. Fuente: Elaboración propia

Los costes OPEX considerados para la Subestación piloto se resumen de la siguiente manera:

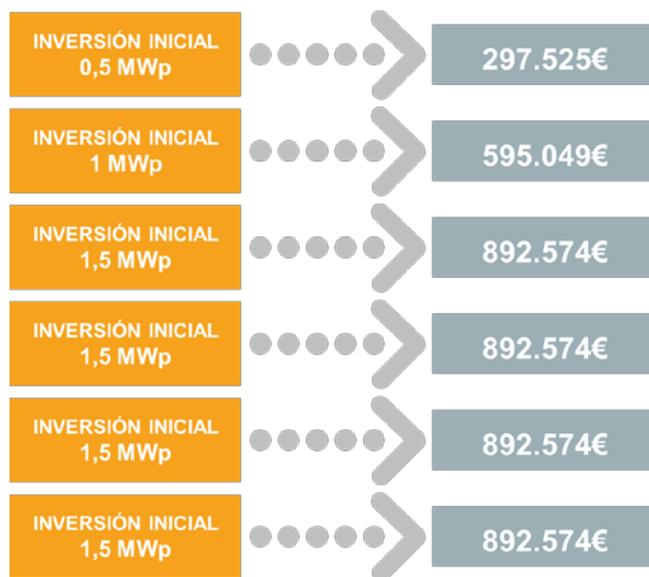
Los precios considerados, acorde al siguiente cuadro, nos permitirán hacer un análisis considerando diferentes escenarios de beneficios y viendo como varían los TIR de las diferentes situaciones consideradas. Se presentará un análisis para la situación lineal en la que el precio se mantiene constante, y dos situaciones predictivas diferentes. En este caso escogemos el OMIP 22/10/2021 y el OMIP 22/10/2021 2024-2026 + SABADELL.



Gráfica 8. Precios Venta de energía 1. Fuente: Elaboración propia

Estos datos son extraídos del OMIP que es el Operador de Mercado Regulado de Producto. Este operador pertenece al Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), la cual constituye una iniciativa conjunta de los Gobiernos de Portugal y España, destinada a la construcción de un mercado regional de electricidad.

Para una instalación piloto de 0,5 MW, la inversión inicial es de 297.525€. Para una inversión acorde al plan de la empresa desarrollado en el modelo de negocio, en el que se montaran en 5 años 15 subestaciones de aproximadamente 500 kWp (esto variará relativamente en función del espacio disponible).



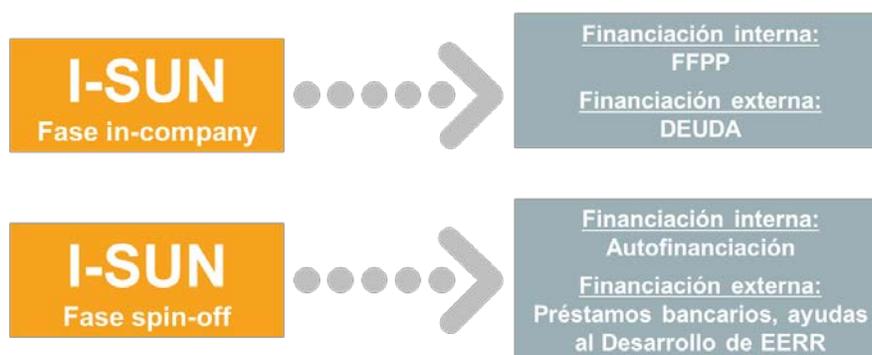
11.2. Financiación y obtención de ingresos

De cara a la financiación, se considera una combinación de financiación propia y externa distribuido entre fondos propios (FFPP) aportados por Iberdrola, un 30 %, y deuda externa un 70 %.

Los costes de personal no se han tenido en cuenta ya que se ha asumido que Iberdrola Renovable aportará el equipo a partir de personal propio.

En el medio plazo la cadencia de los proyectos permitirá llegar a la autofinanciación por los beneficios generados en la venta de electricidad y será en este momento cuando podrá pensarse en realizar un *spin-off*, e I-SUN se lanzará a trabajar con otras distribuidoras eléctricas propietarias de Subestaciones.

Respecto a los ingresos obtenidos, se parte como premisa de una producción eléctrica de 965 MWh basada en producción de 1930 horas al año, considerando una ubicación para el proyecto tipo en Renedo de Esgueva, provincia de Valladolid:



En cuanto a la financiación externa, dentro de las ayudas estatales y europeas a las que I-SUN podría optar como parte de los fondos destinados al desarrollo de las EERR y con el objetivo de alcanzar los acuerdos de París, se enumera las existentes a día de hoy:

- Programa de ayudas para actuaciones de eficiencia energética en PYME y gran empresa del sector industrial (FNEE)

El Plan Nacional de Eficiencia Energética 2014-2020 desarrolla las diferentes líneas de actuación que permitirán a nuestro país cumplir con los diferentes objetivos de ahorro de los distintos sectores consumidores que marca la Comisión Europea. Dichos objetivos suman un total de 15.979 Toneladas Equivalentes de Petróleo (tep) para el final del periodo.

En lo que se refiere a la industria, que representa el 25% del consumo total nacional y tiene un enorme potencial de ahorro, el Plan propone llevar a cabo acciones que incidan en la mejora de la eficiencia energética en tecnologías y procesos, así como la implementación de sistemas de gestión energética para PYME y gran empresa del sector industrial.



I-SUN aporta una solución inmediata a la eficiencia energética, tanto en el modelo de autoconsumo como PPA. Puede optar a estas ayudas.

Además de estos programas específicos a los que I-SUN podría optar, se pueden solicitar las siguientes ayudas en financiación:

- Financiación del IDAE:
- Fondo Europeo de Desarrollo Regional (Fondos FEDER)
- Fondo Nacional de Eficiencia Energética
- Programa Europe LIFE - Programa de Medio Ambiente y Acción por el Clima.
- INTERREG EUROPE - Programa de Cooperación Interregional

11.3. Análisis financiero

11.3.1. Cash flow, VAN Y TIR

Con los datos recogidos teniendo en cuenta una inflación del 1,5% y una vida útil del proyecto a 30 años se calculan los datos del VAN y TIR para un proyecto tipo de 0,5 MW.

El apuntamiento para fotovoltaica, que es la diferencia entre el precio medio del mercado eléctrico y el precio medio fotovoltaico en una ventana de tiempo concreta, se ha considerado según las previsiones en un valor de 0,94.

Se considera, además, un WACC (Weighted Average Cost of Capital) del 5,5 %. Este factor se debe aplicar cuando las empresas obtienen su financiación de fondos propios y endeudamiento. Nos interesa contar con este factor porque se aplica como tasa de descuento al VAN.

Se calcula el flujo de caja libre anual, esto es, beneficio neto, una vez deducidos los costes de producción, y con el que se paga a accionistas, acreedores e inversiones de crecimiento.

En la siguiente tabla se expone el flujo de caja para el proyecto piloto de 0,5 MW. Las cifras son miles de Euros (M€).



Modelo Parque Fotovoltaico

CUENTA DE RESULTADOS (€ 000)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055
Total Venta Energía	38	38	37	37	37	37	36	36	36	35	35	35	34	34	34	34	33	33	33	32	32	32	32	31	31	31	30	30	30	30	29		
TOTAL INGRESOS	38	38	37	37	37	36	36	36	35	35	35	34	34	34	34	33	33	33	32	32	32	32	31	31	31	30	30	30	30	29			
comercialización	-21,8%	-20,4%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	-20,3%	
costos generales	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Gastos Generales	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,4)	
EBITDA	28	27	26	26	26	25	25	25	24	24	23	23	23	22	22	21	21	21	20	20	19	19	19	18	18	17	17	17	16	16			
Amort. Inmovilizado Mat.	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	(1,7)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Amort. Inmovilizado Immat.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Amort. Gastos Establecimiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
EBIT	11	10	10	10	9	9	8	8	8	7	7	6	6	6	5	21	21	21	20	20	19	19	19	18	18	17	17	17	16	16			
Intereses Senior	(7)	(7)	(7)	(6)	(6)	(5)	(5)	(4)	(4)	(3)	(3)	(2)	(2)	(1)	(0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Intereses Junior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Intereses Subor. Accionistas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Intereses IVA	(1,1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Ingresos Financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
EBT	3	4	5	21	21	21	20	20	19	19	19	18	18	17	17	17	16	16															
Impuesto de Sociedades	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)		
BENEFICIOS	2	3	4	16	16	15	15	15	15	15	14	14	14	13	13	13	12	12	12														

CASH FLOW	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	
EBITDA	0	28	27	27	26	26	25	25	24	24	23	23	23	22	22	21	21	21	20	20	19	19	19	18	18	17	17	17	16	16		
Variación Necesidades Capital de Trabajo	1	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Impuesto de Sociedades	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)		
Ingresos Financieros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Intereses IVA	(1)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Disposición(Amort.) IVA	61	(61)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Inversiones	(238)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(Inversión)Disolución IVA	(61)	61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Cash Flow para la Deuda Senior	(239)	27	26	26	25	25	25	24	24	23	23	22	22	22	21	21	15	16	15	15	15	15	15	14	14	14	13	13	13	12	12	
Intereses Senior	0	(7)	(7)	(7)	(6)	(6)	(5)	(5)	(4)	(4)	(3)	(3)	(2)	(2)	(1)	(0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Disposición(Amort.) Senior	208	(11)	(11)	(12)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	(17)	(17)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Servicio Deuda Senior	208	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	(18)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Desdoblación Cta. Disposición Restringsida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Extra Amort. Deuda Senior (Cash Sweep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Cash Flow para Deuda Junior	(89)	8	8	8	7	7	7	6	6	5	5	4	4	4	3	3	15	16	15	15	15	15	15	14	14	14	13	13	13	12	12	
Intereses Junior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Disposición(Amort.) Junior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Servicio Deuda Junior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FREE CASH FLOW	(89)	8	8	8	7	7	7	6	6	5	5	4	4	4	3	3	15	16	15	15	15	15	15	14	14	14	13	13	13	12	12	
Intereses Subor. Accionistas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Disposición(Amort.) Subor. Accionistas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Social	89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Dividendos	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(14)	(14)	(14)	(14)	(13)	(13)	(13)	(13)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	
VARIACION TESORERIA	0	7	6	5	5	5	4	4	3	3	2	2	1	1	0	1	2	2	2	2	1											

Tabla 16. Cuenta de resultados y Cashflow. Incluido en anexo III. Fuente: Elaboración propia

A partir de lo anterior se calculan los valores del VAN y el TIR de los Fondos Propios (FFPP) para el caso de precio venta energía de 42 € que se mantiene lineal;

VAN =124.608€

TIR (FFPP)=8,3%

Para el escenario medio, de los precios de la venta de energía indicados en la gráfica del apartado primero, OMIP 22/10/2021 2024-2026 + Baringa LOW;

VAN =149.061€

TIR (FFPP)=10,6%

Si analizamos el tercer escenario escogido, digamos el más desfavorable que sitúa los precios de venta de energía por debajo de los 40 € a partir del 2027 (OMIP 22/10/2021) quedan un VAN y TIR:

VAN =92.465€

TIR (FFPP)=5,8%

Con estos datos, y considerando los distintos escenarios, si fuera un proyecto de 0,5 MW solo, tendríamos un retorno de la deuda inicial de 12 años para la vida útil del proyecto de 30 años antes mencionada.

El VAN indicado es sobre el flujo de caja libre, esto es, sobre el flujo de caja que es beneficio neto, una vez deducidos los costes de producción, y con el que se paga a accionistas, acreedores e inversiones de crecimiento.

A continuación, se calculan el VAN y el TIR del modelo de proyecto I-SUN completo, es decir, alcanzar el objetivo de instalación de 7,5 MW en 5 años, con una producción eléctrica de 14.475 MWh. Para ello se toman los valores anuales de CAPEX y OPEX del proyecto tipo y se desplazan en el tiempo de acuerdo a la planificación estimada. Esta incluye la construcción del primer parque en el primer año, dos parques adicionales en el segundo y a partir de este momento se prevé crecer al ritmo de tres parques fotovoltaicos de 0,5 MW cada año.

De esta manera, considerando un precio de venta de energía lineal de 42 €/MWh resultan un VAN y TIR (FFPP) para el proyecto completo como sigue:

VAN =1.507.051€

TIR (FFPP)=8,26%

En este caso el periodo de retorno aumenta hasta los 17 años y se mantienen la inflación, el apuntamiento y el WAACC considerado para el ejemplo de 0,5 MW.

12. Bibliografía

- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.
https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- BOE:
 - Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
<https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24/dof/spa/pdf>
 - Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
<https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>
 - Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621>
 - Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447
- Pilar Dopazo Fraguío. Dra. Derecho Universidad Complutense de Madrid: “La renovación energética ante el cambio climático: marco estratégico, instrumentos y prácticas”. 3 de febrero de 2020.
https://www.actualidadjuridicaambiental.com/wp-content/uploads/2020/02/2020_02_03_Dopazo_Renovacion-energetica-cambio-climatico.pdf
- Geoplat: “España ya tiene Estrategia a Largo Plazo para una Economía Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050”.
<https://www.geoplat.org/2020/12/10/espana-ya-tiene-estrategia-a-largo-plazo-para-una-economia-moderna-competitiva-y-climaticamente-neutra-en-2050/>
- Noticias Jurídicas.com: “Ley 7/2021: ¿Qué novedades trae la Ley de Cambio Climático y Transición Energética?”.
<https://noticias.juridicas.com/actualidad/noticias/16300-aprobada-la-ley-de-cambio-climatico-y-transicion-energetica/>
- Autoconsumo.unef.es: <https://autoconsumo.unef.es/real-decreto-244-2019/>
- Greening-e.com: “Novedades del Decreto-ley 23/2020: Medidas en materia de energía”.
<https://greening-e.com/novedades-del-decreto-ley-23-2020-medidas-en-materia-de-energia/>
- Solarnub.com: “Real Decreto de Autoconsumo”.
<https://blog.solarnub.com/real-decreto-de-autoconsumo/>
- Indexpert.es: Liberalización del sector energético en España.
<https://www.indexpert.es/sector-energetico-espana/liberacion-sector>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico: “Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos”.
<https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=408>

- CNMC. Nota de prensa, 6 de julio de 2021: “La CNMC publica los informes sobre la futura normativa que regulará los puntos de recarga del coche eléctrico”.
https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2021/NP_20210706_NP_INFs_Actividad-Recarga-Eléctrica.pdf
- Cinco Días: “La subasta renovable reserva 600 MW para aumentar la producción antes de verano de 2022”
https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/08/17/companias/1629188613_880965.html
- Red Eléctrica de España: El sistema eléctrico español 2020.
https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/06/downloadable/inf_sis_elec_ree_2020_0.pdf
- IRENA: Renewable Power Generation Costs in 2020.
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf
- EVERIS: Tendencias del consumidor energético. 2017.
https://e17r5k-datap1.s3-eu-west-1.amazonaws.com/evercorp/s3fs-public/consumidor_energetico_esp.pdf?1nFWOupSTrPw.ZEV3E6X1viVgn02mdlV
- UNEF: Informe Anual 2021.
<https://unef.es/informacion-sectorial/informe-anual-unef/>
- Business Insider: Iberdrola, Endesa y Repsol toman posiciones en vísperas del decreto ley que regulará las electrolineras: a la caza de adjudicaciones públicas y de nuevos socios para extender las redes de recarga.
<https://www.businessinsider.es/electrolineras-espana-otra-guerra-iberdrola-endsa-repsol-583967>
- Velatia Networks: Repsol apuesta por obtener una red de 1.000 electrolineras en España.
<https://velatianetworks.com/repsol-apuesta-por-obtener-una-red-de-1-000-electrolineras-en-espana/>
- Datos consumo VE:
<https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endsa/futuro/cuanto-gasta-coche-electrico>
- IDAE:
www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Estudio_de_prospectiva_Consumo_Energetico_en_el_sector_del_agua_2010_020f8db6.pdf
- Ministerio de Transportes Movilidad y Agenda Urbana. www.mitma.gob.es/carreteras/trafico-velocidades-y-accidentes-mapa-estimacion-y-evolucion/mapas-de-trafico
- Estudio sobre el despliegue de la infraestructura de carga del vehículo eléctrico en España (Informe realizado por la consultora Everis para Transport & EnvironmentT. Enero de 2021)
- Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las EERR. Estudio técnico 2011-2020 IDAE.
www.idae.es
- IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: www.i-de.es



TRANSICIÓN RENOVABLE EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

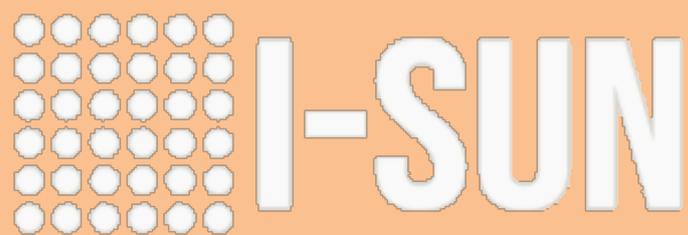
ANEXOS

GRUPO 3

Rocío Díez Zafra
Jana López García
Raquel Paniagua Calleja
Manuel Marina Contreras
Javier Suárez Muñoz
Óscar Vázquez Álvarez

Tutor: Alejandro Diego Rosell

Noviembre 2021



Anexo I
Validación de modelo de
negocio

Anexo I. Validación de modelo de negocio.

ÍNDICE:

Anexo I. Validación de modelo de negocio.	iii
1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO DE NEGOCIO	iv
1.1. AUTOCONSUMO	vii
1.2. VENTA MERCHANT	vii
1.3. ELECTROLINERAS	vii
1.4. CONTRATOS PPAs	viii
2. HIPÓTESIS A VALIDAR	ix
2.1. HIPÓTESIS GENERALES	ix
2.2. HIPÓTESIS AUTOCONSUMO	ix
2.3. HIPÓTESIS VENTA MERCHANT	x
2.4. HIPÓTESIS ELECTROLINERAS	xi
2.5. HIPÓTESIS PPAs	xii
3. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS	xiii
3.1. MÉTODO DE ESTUDIO Y VALIDACIÓN	xiii
3.2. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS GENERALES	xiii
3.2.1. Entrevistas, encuestas e investigaciones	xiii
3.2.2. Conclusiones	xv
3.3. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS AUTOCONSUMO	xvi
3.3.1. Entrevistas, encuestas e investigaciones	xvi
3.3.2. Conclusiones	xvi
3.4. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS VENTA MERCHANT	xvii
3.4.1. Entrevistas, encuestas e investigaciones	xviii
3.4.2. Conclusiones	xviii
3.5. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS ELECTROLINERAS	xix
3.5.1. Entrevistas, encuestas e investigaciones	xix
3.5.2. Conclusiones	xxvii
3.6. VALIDACIÓN HIPÓTESIS PPAs	xxvii
3.6.1. Entrevistas, encuestas e investigaciones	xxvii
3.6.2. Conclusiones	xxviii
– ANEXOS VALIDACIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO	xxviii

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO DE NEGOCIO

Las subestaciones eléctricas de tipo intemperie se han caracterizado históricamente por requerir una gran superficie de terreno para su implantación. El aire y el aceite se han utilizado tradicionalmente como medios aislantes en los equipos y elementos de las subestaciones, siendo éste un diseño que requiere de mucho espacio físico.

Gracias al desarrollo de nuevas tecnologías, hoy se puede hablar de posibilidades de reducción de hasta un 90% en las necesidades de espacio a partir de la sustitución del diseño anterior por subestaciones encapsuladas en gas o GIS (Gas Insulated Switchgear). Las subestaciones compactas son la mejor opción, no sólo para los casos en los que se cuenta con poco espacio disponible, sino que además suponen una explotación de la instalación y un mantenimiento más sencillo, con mayor seguridad y continuidad del servicio debido a que todas las partes energizadas están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra. Adicionalmente, el diseño compacto presenta ventajas de tipo medioambiental y económico.

Uno de los principales objetivos de las compañías distribuidoras es mantener y mejorar continuamente las infraestructuras existentes para mejorar la seguridad y operación, ofrecer un mejor servicio y reducir el posible impacto negativo sobre el entorno de las mismas. Por ello, la compactación de las antiguas subestaciones forma parte de la estrategia de desarrollo para los próximos años de empresas como **Iberdrola**.

i-SUN surge originalmente como un proyecto de valor e innovador in-Company para la compañía distribuidora propietaria de las subestaciones, en este caso **Iberdrola**, con el objetivo de aprovechar y rentabilizar el espacio libre generado a partir de la compactación de las mismas. Estas compactaciones se van a traducir en la liberación de extensiones de superficies muy grandes, que, en la mayoría de los casos, van a quedar sin uso alternativo por encontrarse en suelos no urbanos. La disponibilidad in situ de conexión a la red eléctrica convierte a estos terrenos liberados en inmejorables enclaves para la instalación de parques fotovoltaicos que permitan generar energía eléctrica limpia.

A partir de la investigación realizada, se han identificado cuatro posibles aprovechamientos de la energía producida a partir de las nuevas instalaciones fotovoltaicas sobre los cuales se articula el modelo de negocio desarrollado y que van a definir el Route-to-Market. Estos son:

- ✓ Servicio 1: Autoconsumo de la propia subestación eléctrica.
- ✓ Servicio 2: Vertido de energía a red para venta merchant.
- ✓ Servicio 3: Instalación de una electrolinera en las proximidades de la subestación eléctrica.
- ✓ Servicio 4: Venta de energía a través de contratos PPA's físicos a la industria del entorno.

En todo caso, si bien el servicio de suministro de energía para autoconsumo va a ser común para todos los casos, la oferta de los otros tres servicios (vertido excedente, electrolineras y PPA's) va a depender en cierta medida de las condiciones particulares de cada subestación, como pueden ser la capacidad de vertido de excedente a la red, la demanda potencial de tráfico de vehículo eléctrico y la existencia de industrias en el entorno.

Estos cuatro servicios, por lo tanto, se pueden combinar y son compatibles entre ellos, si bien en algún caso puede ser necesario el desarrollo de un spin-off del grupo titular de las subestaciones que no esté directamente ligado a la compañía de distribución para ajustarnos al marco legal del sector eléctrico. En cada uno de los casos, el modelo de negocio requiere además del alineamiento de los actores relevantes con el objetivo de confirmar la disponibilidad de espacio para usos terceros, así como la factibilidad de las tramitaciones necesarias.

Para validar el modelo de negocio se ha desarrollado un *Minimum Viable Product (MVP)*, estudiando el caso real de las subestaciones de Renedo y Aranda de Duero (provincias de Valladolid y Burgos respectivamente), donde las condiciones particulares permiten ofrecer los cuatro servicios descritos anteriormente.

En el caso de la ST RENEDO (Valladolid), existen dos superficies disponibles. La primera de unos 11.000 m², y la segunda de unos 5.000 m², que han quedado libres tras la compactación de las posiciones de 45kV.



Imagen aérea ST Renedo (Valladolid). Fuente: Google Earth



Imagen aérea ST Renedo (Valladolid). Fuente: Google Earth

En el caso de la ST ARANDA DE DUERO (Burgos), existe actualmente una única superficie disponible, de unos 3.000 m², que ha quedado libre tras la compactación de las posiciones de 45kV.



Imagen desde la propia subestación ST Aranda (Burgos). Fuente: Propiedad Iberdrola

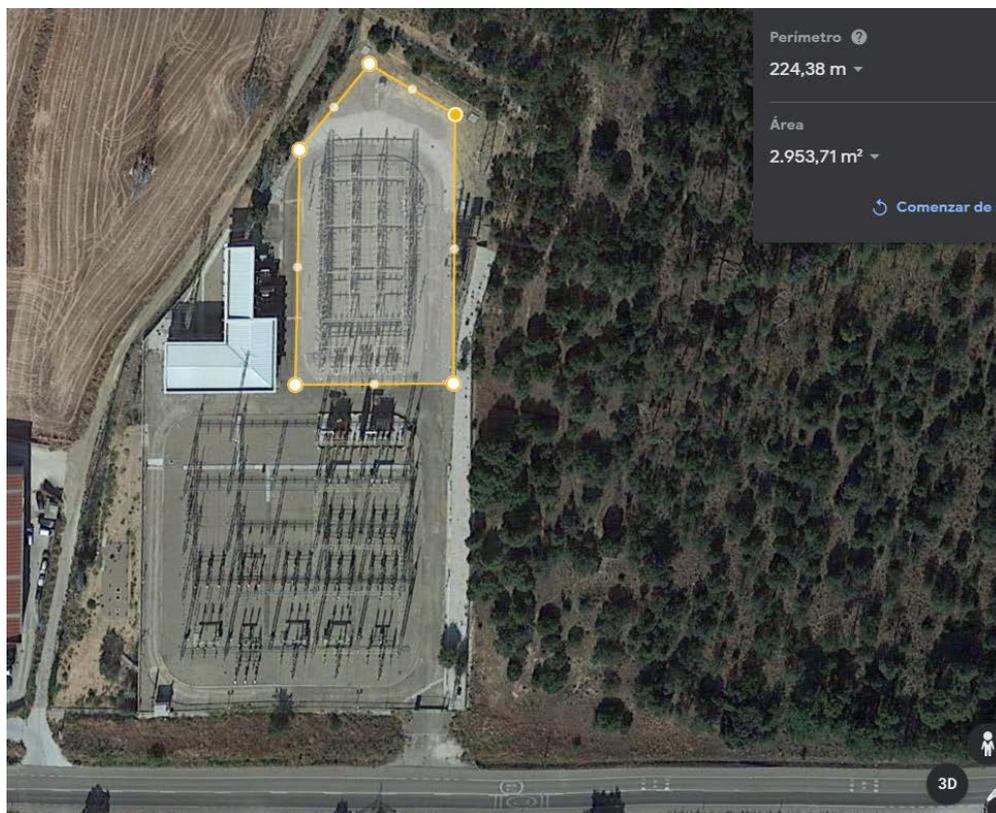


Imagen aérea ST Aranda (Burgos). Fuente: Google Earth

A continuación, se describe el modelo de negocio planteado para cada una de las cuatro opciones:

1.1. AUTOCONSUMO

i-SUN promoverá, construirá y operará instalaciones fotovoltaicas de generación para el autoconsumo en aquellas subestaciones que reúnan la siguiente condición:

- Capacidad de generación eléctrica suficiente para cubrir de forma total o parcial los consumos estimados de la subestación. Esto vendrá dado por el espacio disponible después de la compactación y el consumo de la subestación analizada.

1.2. VENTA MERCHANT

i-SUN promoverá, construirá y operará instalaciones fotovoltaicas de generación para venta "merchant" en aquellas subestaciones que reúnan las condiciones necesarias:

- Capacidad de generación eléctrica superior a los consumos estimados de la subestación. Esto vendrá dado por el espacio disponible después de la compactación y el consumo de la subestación analizada.
- Falta de otro uso más conveniente (PPAs o electrolinera) para ese excedente de producción eléctrica.
- Capacidad disponible de conexión en el nudo de la subestación para el vertido de energía eléctrica.

La parte fundamental de este modelo de negocio sería la tramitación administrativa que es, en general, compleja y larga. Los hitos fundamentales de esta tramitación son:

- La tramitación autonómica que evalúa todos los impactos de dicha instalación y que desemboca en la concesión de la Autorización Administrativa de Construcción (AAC).
- La tramitación ante la compañía distribuidora para alcanzar el derecho de conexión en el que hay una gran competencia por la capacidad disponible.
- La tramitación local para los permisos y licencias necesarias para ejecutar la instalación.
- El acuerdo con el titular de la subestación para el uso del terreno.

1.3. ELECTROLINERAS

i-SUN promoverá, construirá y operará instalaciones fotovoltaicas de generación para suministrar electricidad a una instalación de carga de vehículos eléctricos. Para la promoción de este proyecto se necesitará:

- Capacidad de generación eléctrica y superficie disponible adicional al parque de generación fotovoltaica que permita la instalación de un conjunto (entre cinco y diez) cargadores de carga ultrarrápida (de al menos 50 kW).
- Ubicación en una región de una densidad de tráfico que permita alcanzar una utilización de al menos el 30% en tres años.

En este modelo de negocio son necesarios los siguientes trámites:

- La tramitación autonómica que evalúa todos los impactos de dicha instalación y que desemboca en la concesión de la Autorización Administrativa de Construcción (AAC).
- La tramitación local para los permisos y licencias necesarias para ejecutar la instalación.
- Tramitación de la concesión para electrolinera.
- Compra, si fuera necesario, de los terrenos para electrolinera (es necesaria la titularidad).
- El acuerdo entre la nueva sociedad que venderá la electricidad y la compañía que la producirá.

1.4. CONTRATOS PPAs

i-SUN promoverá, construirá y operará instalaciones fotovoltaicas de generación para venta de energía eléctrica a industrias locales próximas a la subestación en modalidad PPA en aquellas subestaciones que reúnan las condiciones necesarias, básicamente:

- Capacidad de generación eléctrica superior a los consumos estimados de la subestación. Esto vendrá dado por el espacio disponible después de la compactación y el consumo de la subestación analizada.
- Disponibilidad de industria local interesada en establecer este tipo de acuerdo y con consumos superiores a la capacidad excedente.
- Falta de otro uso más conveniente (venta merchant o electrolinera) para ese excedente de producción eléctrica.

La parte fundamental de este modelo de negocio sería, similar al caso merchant, la tramitación administrativa y además la negociación de PPAs físicos con industrias cercanas que cumplan las condiciones necesarias. Los hitos fundamentales de este proceso son:

- La tramitación autonómica que evalúa todos los impactos de dicha instalación y que desemboca en la concesión de la Autorización Administrativa de Construcción (AAC).
- La tramitación local para los permisos y licencias necesarias para ejecutar la instalación.
- El acuerdo con industrias locales que estén interesadas en la compra de energía renovable a un precio competitivo con un modelo PPA.

2. HIPÓTESIS A VALIDAR

En este modelo de negocio van a existir, por un lado, unas hipótesis generales que aplicarán a todos los servicios ofertados, y, por otro lado, una serie de hipótesis particulares para cada caso. El proceso de validación se detalla posteriormente en el apartado 3.

2.1. HIPÓTESIS GENERALES

H0.1. La empresa distribuidora titular de la subestación puede destinar el terreno libre después de la compactación a la instalación de módulos fotovoltaicos.

- ✓ H0.1: Las entrevistas y conversaciones con actores relevantes y decisores dentro de Iberdrola han confirmado la posibilidad de dedicar estos espacios a otros usos y el apetito por rentabilizarlos.

H0.2. No hay ninguna incompatibilidad técnica entre el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos y el de la subestación.

- ✓ H0.2: Las entrevistas y las investigaciones de los reglamentos aplicables han confirmado la inexistencia de incompatibilidades técnicas.

H0.3. La generación posible en los espacios disponibles y los costes necesarios para la instalación de los módulos fotovoltaicos permiten la viabilidad financiera de los diferentes modelos de negocio.

- ✓ H0.3: Los ratios de generación, costes y precios de venta recogidos a través de las investigaciones y las entrevistas nos han permitido completar una primera validación de la viabilidad financiera de nuestro modelo. No obstante, el análisis financiero se ha de detallar más en los próximos capítulos del proyecto.

2.2. HIPÓTESIS AUTOCONSUMO

H1.1. La empresa distribuidora titular de la subestación está interesada en instalar módulos fotovoltaicos para autoconsumo de la subestación.

- ✓ H1.1: Las entrevistas y el análisis de la legislación aplicable revelan que las propias distribuidoras realizan un seguimiento de esta energía consumida en la propia instalación a través de contador de energía telemandados, y que se realiza una facturación por la misma. Por otro lado, a nivel de imagen de empresa, todas las personas entrevistadas coinciden en el valor añadido que puede aportar a la marca.

H1.2. Los consumos de la subestación, su coste y el coste de la instalación de los módulos incluido los equipos necesarios como baterías permiten la viabilidad financiera del modelo de negocio.

- ✓ H1.2: Los registros de los consumos de las subestaciones nos permiten valorar las necesidades de energía, el coste actual de producción y el futuro coste de producción a partir de la nueva instalación fotovoltaica.



Imagen del contador de la ST Renedo (Valladolid). Fuente: Propiedad Iberdrola

Es importante destacar que, dentro de los servicios auxiliares, aquellos que pueden comprometer la seguridad de la instalación no pueden ser alimentados por una fuente energética que tenga menos fiabilidad que la instalación existente y por tanto es algo a comprobar.

Desde el punto de vista de eficiencia energética la instalación fotovoltaica siempre va a ser interesante por la mejora que supone y por el objetivo corporativo de emplear fuentes de energías renovables. No obstante, habría que analizar si el suministro puede realizarse 100% durante las 24 horas desde la instalación FV con sistemas de almacenamiento o por el contrario tratarse de un sistema híbrido, manteniendo el sistema actual solo para las horas en las que no haya producción o exista alguna avería. Es posible que la inversión necesaria para baterías sea demasiado elevada para cambiar el sistema por completo.

2.3. HIPÓTESIS VENTA MERCHANT

H2.1. Existe capacidad de conexión suficiente en las subestaciones analizadas.

- ✓ H2.1: El pasado 1 de julio de 2021, las distribuidoras eléctricas han sido obligadas a publicar la capacidad disponible en todas las subestaciones. A partir de ahora esta información se actualizará de manera periódica lo que proporciona una base muy precisa para completar el proyecto. El derecho a conexión para usar parte de esta capacidad requiere de un trámite que va a ser clave para el éxito de nuestra iniciativa.

H2.2. La tramitación de estas instalaciones es viable de acuerdo al modelo de negocio definido y en un tiempo que lo haga viable.

- ✓ H2.2: Gracias a las entrevistas y a la investigación de la legislación aplicable se han determinado los pasos del proceso tanto para la obtención de la AAC como para el derecho de conexión. Si bien los procedimientos son complejos y largos, el hecho de

conectar en distribución e instalar los módulos en un terreno usado para acoger infraestructura eléctrica simplifica el proceso, reduciendo el número de los informes pertinentes y su complejidad.

H2.3. La expectativa de precios de mercado y el coste de la instalación de los módulos incluido los equipos necesarios permiten la viabilidad financiera del modelo de negocio.

- ✓ H2.3: Los ratios de coste, ambos CAPEX y OPEX, se han obtenido a partir de las entrevistas e investigaciones. La estimación de los precios de mercado es la mayor incertidumbre que puede tener este modelo y es clave para el análisis financiero. Gracias a contactos con entidades financieras se ha obtenido una curva de precios de las que actualmente se emplean en la estructuración de operaciones y que se entiende razonable.

TIR proyecto	3.0%
TIR FFPP	10.9%

2.4. HIPÓTESIS ELECTROLINERAS

H3.1. Mi cliente empresarial (Iberdrola) estaría interesado en poner una electrolinera en el área sobrante tras compactar la subestación.

- ✓ H3.1: En línea con lo expuesto en las hipótesis generales, el personal de Iberdrola distribución entrevistado, fue favorable a la instalación de electrolineras en el espacio sobrante tras compactar las subestaciones. Según la entrevista realizada al responsable de **Naturgy**, las compañías distribuidoras ya están realizando modelos similares de combinación de subestaciones compactas con otros servicios.

Las electrolineras proporcionan los beneficios económicos de su propia explotación y mejoran la imagen de marca hacia un modelo sostenible exento de emisiones de CO₂.

H3.2. El mercado de coches eléctricos va a tener una subida mayor del 50% en 10 años

- ✓ H3.2: Según el informe de Rystad Energy, BATTERIES -ELECTRIFYING EVERYTHING (abril 2021), en el ámbito europeo, los vehículos eléctricos (EV) representarán un 19% en 2025 y un 59% de las ventas de automóviles nuevos para 2030. Europa seguirá liderando la adopción de vehículos eléctricos por un amplio margen en los próximos años. En el caso de España, el PNIEC establece en 5.000.000 la flota de vehículos eléctricos en 2030.

Además, se ha realizado una encuesta a usuarios de vehículos privados sobre sus preferencias en la compra de vehículos en 5 años y las limitaciones que observan en el modelo de recarga (incluida en el anexo A).

H3.3. La ubicación de la electrolinera junto a la subestación y el parque FV es la adecuada ya que tendrá una demanda suficiente

- ✓ H3.3. La encuesta online realizada revela que la falta de puntos de recarga constituye el factor más relevante que condiciona al usuario para la compra de un vehículo eléctrico. Además, el estudio del tráfico previsto para los próximos años en las provincias de Burgos y Valladolid justifica las ubicaciones de los puntos de recarga elegidos por la demanda esperada.

H3.4. La carga de vehículos en electrolinerías tendría que ser ultra rápida

- ✓ H3.4. La encuesta concluye que la preferencia de los usuarios es minimizar el tiempo de carga, siendo el más valorado 20 minutos, sin embargo, de los datos de las entrevistas se sabe que actualmente bajar de 30 minutos es uno de los retos técnicos hoy en día. En cualquier de los dos casos los cargadores ultra rápidos serán los seleccionados para el modelo de electrolinerías

H4.4. El modelo de negocio de electrolinería es un negocio rentable

- ✓ H4.4. Con los datos obtenidos a partir de las entrevistas, se establecen las hipótesis para un caso de negocio preliminar que incluya las inversiones en CAPEX para la construcción de una electrolinería con 10 puntos de recarga ultra rápida. Se considera que el modelo es rentable con una subvención del 30%.

TIR PROJ CON SUBVENCIÓN	7,02%
TIR PROJ SIN SUBVENCIÓN	2,16%

2.5. **HIPÓTESIS PPAs**

H4.1. Existen industrias locales que reúnen las condiciones necesarias y que están dispuestas a establecer un PPA en condiciones que hacen el modelo viable financieramente.

H4.1: Si bien es común que las subestaciones se localicen en suelo no urbano a las afueras de las ciudades, de la misma manera es habitual que en ese mismo entorno encontremos parques industriales con actividad intensiva y superficies comerciales con grandes consumos eléctricos. Un ejemplo claro es la subestación de Aranda de Duero, situada en la provincia de Burgos, muy próxima al distrito industrial Allendeduero. En este mismo municipio se encuentra ubicada una de las plantas de producción de Calidad Pascual, no obstante, hemos comprobado que actualmente ya dispone de un contrato PPA en vigor con la compañía EDP hasta 2023, lo cual demuestra la existencia y viabilidad de este tipo de servicios. En todo caso, se ha sondeado la predisposición de otras cinco industrias a contratar un PPA resultando que cuatro de ellas valoran positivamente poder reducir el coste de su factura energética a través de un PPA.

H4.2. La tramitación de estas instalaciones es viable de acuerdo al modelo de negocio definido y en un tiempo que lo haga viable.

H4.2: La provisión del servicio se regularía a partir de contratos bilaterales de compra-venta de energía que están regulados en la legislación. El Real Decreto 2019/1997 recoge las normas básicas para la contratación bilateral de energía eléctrica con entrega física al margen del mercado organizado. La tramitación del contrato, así como la aprobación de la infraestructura de conexión se podrá realizar en un plazo medio de 6 meses.

3. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS

3.1. MÉTODO DE ESTUDIO Y VALIDACIÓN

Se ha empleado una combinación de métodos para la validación de la hipótesis de los diferentes modelos de negocio:

- Entrevistas con actores relevantes y decisores dentro del grupo Iberdrola: Estas entrevistas han permitido validar:
 - El apetito existente en el grupo por rentabilizar esos espacios disponibles después de la compactación y la falta actual de un plan genérico para aprovecharlos.
 - La no existencia de incompatibilidad técnica de la subestación con la instalación de módulos fotovoltaicos.
- Entrevistas con actores relevantes dentro de los sectores de la generación renovable, la distribución, los puntos de recarga y el autoconsumo: han permitido validar los modelos de negocio y los ratios de coste y generación obtenidos en nuestra investigación.
- Investigación de legislación, regulaciones y reglamentos técnicos aplicables: Ha permitido confirmar la no existencia de incompatibilidad técnica de la subestación con la instalación de módulos fotovoltaicos y entender en detalle las tramitaciones necesarias y su complejidad.
- Investigación de ratios de generación por espacio y de coste por kW instalado: Internet y la propia documentación del máster arrojan numerosos datos al respecto que permiten establecer unos indicadores medios suficientes para poder realizar los cálculos necesarios.
- Análisis de informes sobre predicciones del uso y venta del vehículo eléctrico para el modelo de electrolinerías apoyándose en información de organismos estatales.
- Encuesta online para validar algunas de las asunciones relacionadas con el modelo de las electrolinerías.
- Entrevista telefónica para validar algunas de las asunciones relacionadas con el modelo de los PPAs.

3.2. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS GENERALES

3.2.1. Entrevistas, encuestas e investigaciones

- Entrevista con Noel Viñas (Director General UDESA): UDESA es una distribuidora eléctrica gallega situada en la provincia de A Coruña. La actividad de UDESA está presente en 17 ayuntamientos (Vedra, Boqueixón, Touro, Santiago de Compostela, O Pino, Arzúa, Oroso, Ordes, Frades, Mesía, Abegondo, Oza-Cesuras, Carral, Cerceda, Tordoia, Carballo y Laracha). Entre sus activos cuenta actualmente con 8 Puntos Frontera, 326 km de líneas de media

tensión en explotación de 20 kV y 15 kV, 309 centros de transformación y 664 km de líneas de baja tensión, prestando servicio a unos 9.000 puntos de suministro en un entorno fundamentalmente rural y con gran dispersión poblacional.

- Entrevista con José Manuel Díaz (VP Controller and Treasurer at Avangrid Renewables): Avangrid, perteneciente al Grupo Iberdrola, es un líder en la industria renovable norteamericana. José Manuel Díaz tiene una larga experiencia en la parte financiera del negocio renovable.
- Entrevista con Ernesto Rodríguez (Jefe de Proyecto Adelanta): Ernesto es responsable de proyectos renovables dentro del Grupo Adelanta que explota y promueve proyectos renovables.
- Entrevista con Emilio Fernández-Antón (Director ejecutivo de Investergy Capital): Fundada en 2019, Investergy Capital nace para promover y facilitar la relación entre los inversores y promotores en el ámbito energético, fundamentalmente renovables y comercialización de electricidad. Con más de 15 años de experiencia en el sector energético, el equipo de Investergy Capital proporciona apoyo y servicios de calidad en el ámbito de los siguientes servicios:
 - Gestión de activos
 - Consultoría estratégica
 - Financiación de proyectos (equity y deuda)
 - Gestión de procesos de compraventa de activos y sociedades (M&A)
 - Origenación de oportunidades de inversión
- Entrevista con Jose María Lodeiro Buján (Técnico del departamento de Red Digital y Medida de Iberdrola Distribución Eléctrica i-DE), responsable de las medidas de puntos fronteras y de los propios consumos de las subestaciones eléctricas de Iberdrola España
- Entrevista con Sandra de Miguel Alonso (Responsable de Planificación de la Región Oeste de Iberdrola Distribución Eléctrica i-DE), responsable de la planificación y del desarrollo de la red de distribución, de media, alta y muy alta tensión de la Región Oeste.
- Entrevista con Rufino Zarzosa Martínez (Técnico de Protecciones y Telecontrol de subestaciones de Iberdrola Distribución Eléctrica i-DE), encargado de la instalación y el mantenimiento de las protecciones y el telecontrol en las subestaciones eléctricas.
- Conversaciones con miembros de los equipos de financiación de Abanca y E&Y: ambas organizaciones están apostando decididamente por apoyar la financiación de proyectos renovables en España.
- Análisis de documentación correspondiente a normas y reglamentación vigente, así como la normativa específica de la compañía distribuidora. No existe de inicio ningún impedimento técnico que imposibilite la ejecución de la instalación fotovoltaica dentro de la propia parcela. En todo caso, de acuerdo con el **Real Decreto 337/2014** (de 9 de mayo), el diseño, construcción, ensayos, instalación y puesta en servicio de equipos se deberá realizar de acuerdo con los requerimientos exigidos en las últimas ediciones de los códigos, normas y



reglamentos vigentes de aplicación. De manera particular, serán también de aplicación las Instrucciones y normas específicas que las compañías de transporte y distribución de la energía eléctrica puedan disponer, las cuales podrán definir condiciones técnicas concretas para garantizar la compatibilidad y conseguir mayor homogeneidad en la seguridad y funcionamiento de las redes eléctricas. En el caso de Grupo Iberdrola, por ejemplo, existe un documento específico para instalaciones de producción conectadas a la red, denominado MT 3.53.01 (Edición 8. Mayo 2021): *Condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de i-DE Redes Eléctricas Inteligentes*.

3.2.2. Conclusiones

- Algunos ratios razonables para los estudios de viabilidad son
 - Potencia instalada: 1MW/20.000m²
 - CAPEX (llave en mano): 450 - 550 K€/MW
 - OPEX: 15 - 20 K€/MW año
 - Coste project finance: 2% - 3.5%
 - Apalancamiento: 50-60% (Merchant) - 70% (PPA bancable)
 - Precio de la energía:
 - Merchant:

Year	Prices (Baseload) (€/Mwh)	Capture Rate PV	Prices (PV) (€/Mwh)
2021	37,92	95,86%	36,35
2022	40,13	95,17%	38,19
2023	41,52	93,18%	38,69
2024	41,39	91,22%	37,76
2025	42,34	90,11%	38,15
2026	42,74	89,01%	38,04
2027	42,79	87,96%	37,64
2028	43,61	87,31%	38,08
2029	44,20	86,46%	38,22
2030	44,70	85,99%	38,44
2031	45,46	85,70%	38,96
2032	45,24	84,67%	38,30
2033	47,29	81,03%	38,32
2034	47,49	80,61%	38,28
2035	47,50	80,33%	38,16
2036	47,96	80,20%	38,46
2037	47,52	79,34%	37,70
2038	48,59	77,77%	37,79
2039	48,44	77,18%	37,39
2040	47,89	76,46%	36,62

- PPAs: 35-38 €/MWh
 - Horas equivalentes de generación anual: dependiendo de la localización de la subestación y disponibles en herramientas online (p.e. NASA) con suficiente precisión.
 - Coste deuda mezzanine: 7-9%

- No existe ni en los reglamentos generales ni en los específicos de Iberdrola ninguna incompatibilidad técnica de la operación de los módulos fotovoltaicos con el funcionamiento de las subestaciones.
- Los terrenos que quedan libres después de la compactación, no están afectados por ninguno de los equipos y no son parte de ninguna reserva de ampliación se pueden dedicar a otros usos. Iberdrola estaría interesado en evaluar usos que encajen dentro de sus diferentes modelos de negocio y permitiera rentabilizar estos terrenos y mejorar su imagen.

3.3. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS AUTOCONSUMO

3.3.1. Entrevistas, encuestas e investigaciones

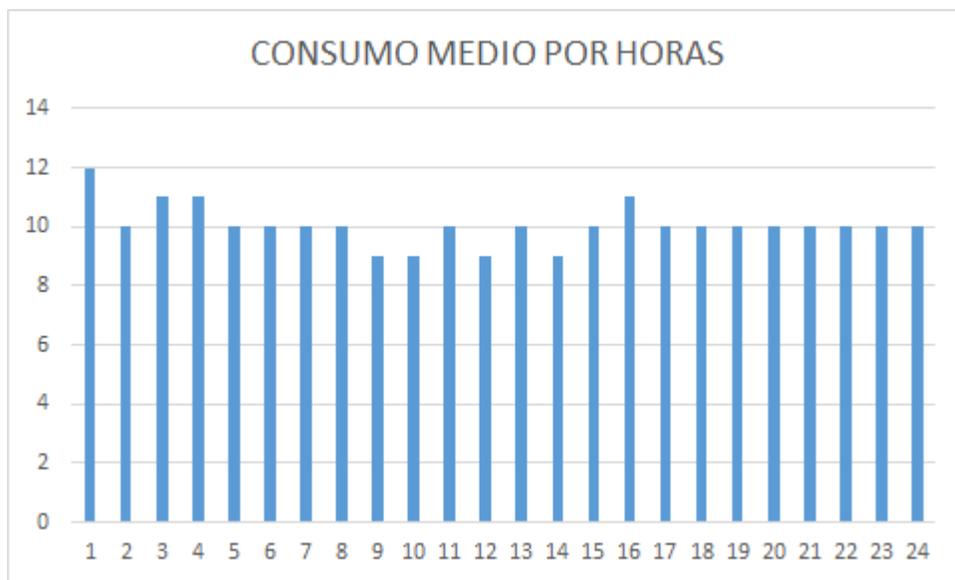
- Entrevista con José María Lodeiro Buján (Técnico del departamento de Red Digital y Medida de Iberdrola Distribución Eléctrica i-DE), responsable de las medidas de puntos fronteras y de los propios consumos de las subestaciones eléctricas de Iberdrola España.
- Entrevista con Sandra de Miguel Alonso (responsable de Planificación de la Región Oeste de Iberdrola Distribución Eléctrica i-DE), responsable de la planificación y del desarrollo de la red de distribución, de media, alta y muy alta tensión de la Región Oeste.
- Entrevista con Rufino Zarzosa Martínez (Técnico de Protecciones y Telecontrol de subestaciones de Iberdrola Distribución Eléctrica i-DE), encargado de la instalación y el mantenimiento de las protecciones y el telecontrol en las subestaciones eléctricas.

3.3.2. Conclusiones

- Al no ser necesario mucho espacio para la infraestructura fotovoltaica que permita suministrar energía suficiente para el autoconsumo de la ST, este proyecto se podría desarrollar de forma estandarizada en un gran número de subestaciones eléctricas, tanto subestaciones de muy alta tensión (Subestaciones Transformadoras), las cuales dispondrán de más espacio, como subestaciones de media o alta tensión (Subestaciones Transformadoras de Reparto), con consumos parecidos pero con menos espacio liberalizado tras las compactaciones. Se puede considerar razonable estimar que las instalaciones fotovoltaicas propuestas podrían implantarse en el 75% de las subestaciones de Iberdrola Distribución, que actualmente cuenta con 1.143 subestaciones eléctricas repartidas en España.
- Los servicios auxiliares de una subestación eléctrica de potencia son tan importantes que sin ellos ésta no puede funcionar, ya que alimentan el control de la operación de equipos de corte y seccionamiento, alimentación de los sistemas de protecciones, alarmas y señalización, iluminación de emergencia y otros servicios básicos requeridos para el trabajador. Por esta razón la fiabilidad de estos sistemas es fundamental para el correcto funcionamiento de la subestación, lo cual hará necesario mantener como backup el sistema de alimentación actual. No obstante, siempre se priorizará el uso de la fuente de energía solar. Con el sistema actual, sin instalación fotovoltaica adicional, el tiempo de cobertura

en caso de fallo de suministro se limita a pocas horas según la capacidad de las baterías instaladas. Con la nueva instalación fotovoltaica se podrá aumentar el backup en caso de fallos mediante el empleo de la energía generada.

- Otra de las conclusiones más destacables, es la determinación del uso de estos módulos fotovoltaicos para el ahorro de parte de la energía de la subestación eléctrica. Partiendo de los datos de consumo de la subestación ST Renedo, incluidos en el Anexo F, se ha verificado que el consumo medio por hora, a lo largo de un año en la subestación de ST RENEDO, es el siguiente:



Fuente: Elaboración propia a partir de registros oficiales aportados por Iberdrola.



Fuente: Elaboración propia a partir de registros oficiales aportados por Iberdrola.

3.4. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS VENTA MERCHANT

3.4.1. Entrevistas, encuestas e investigaciones

- Entrevista con Noel Viñas (Director General UDESA): UDESA es una distribuidora eléctrica gallega situada en la provincia de A Coruña. La actividad de UDESA está presente en 17 ayuntamientos (Vedra, Boqueixón, Touro, Santiago de Compostela, O Pino, Arzúa, Oroso, Ordes, Frades, Mesía, Abegondo, Oza-Cesuras, Carral, Cerceda, Tordoia, Carballo y Laracha). Entre sus activos cuenta actualmente con 8 Puntos Frontera, 326 km de líneas de media tensión en explotación de 20 kV y 15 kV, 309 centros de transformación y 664 km de líneas de baja tensión, prestando servicio a unos 9.000 puntos de suministro en un entorno fundamentalmente rural y con gran dispersión poblacional.
- Entrevista con José Manuel Díaz (VP Controller and Treasurer at Avangrid Renewables): Avangrid, perteneciente al Grupo Iberdrola, es un líder en la industria renovable norteamericana. José Manuel Díaz tiene una larga experiencia en la parte financiera del negocio renovable.
- Entrevista con Ernesto Rodríguez (Jefe de Proyecto Adelanta): Ernesto es responsable de proyectos renovables dentro del Grupo Adelanta que explota y promueve proyectos renovables.
- Entrevista con Emilio Fernández-Antón (Director ejecutivo de Investergy Capital): Fundada en 2019, Investergy Capital nace para promover y facilitar la relación entre los inversores y promotores en el ámbito energético, fundamentalmente renovables y comercialización de electricidad. Con más de 15 años de experiencia en el sector energético, el equipo de Investergy Capital proporciona apoyo y servicios de calidad en el ámbito de los siguientes servicios:
 - Gestión de activos
 - Consultoría estratégica
 - Financiación de proyectos (equity y deuda)
 - Gestión de procesos de compraventa de activos y sociedades (M&A)
 - Originación de oportunidades de inversión

3.4.2. Conclusiones

- El derecho de conexión es el elemento clave/diferencial de este modelo de negocio. Actualmente hay una sobredemanda de las capacidades disponibles en los diferentes nudos debido a la ingente cantidad de proyectos renovables en tramitación. Hay actualmente dos procedimientos para la adjudicación de estas conexiones y ambos son de competencia estatal, el directo por orden de prelación temporal de las solicitudes que cumplan con los requisitos y el concurso para aquellos nudos donde la capacidad sea mayor de 100 MW.
- La ventaja de este modelo de negocio es que se buscan capacidades generalmente inferiores a 1 MW y se conecta a distribución en nudos que normalmente no superan los 100 MW de capacidad disponible con lo que el proceso se simplifica y se espera dure de 6 a 9 meses.

- El pasado 1 de julio de 2021, las distribuidoras eléctricas han sido obligadas a publicar la capacidad disponible en todas las subestaciones. A partir de ahora esta información se actualizará de manera periódica lo que proporciona una base muy precisa para completar el proyecto. El derecho a conexión para usar parte de esta capacidad requiere de un trámite que va a ser clave para el éxito de nuestra iniciativa.
- A través de las entrevistas a personal de Iberdrola se ha obtenido el análisis de las capacidades disponibles a día de hoy (anexo E).
- Para lanzar la instalación de una granja solar se debe contar, entre otras cosas, con la AAC (Autorización Administrativa de Construcción) y con las licencias y permisos de obra necesarios:
 - En este caso, la competencia para lo primero será autonómica debido a la potencia instalada, por lo que el órgano competente serán las consejerías de industria de cada comunidad autónoma. Esto hace que haya ciertas diferencias entre tramitar un proyecto en una comunidad autónoma u otra, lo que, junto con la actitud del gobierno autonómico con la renovables, afecta enormemente a la facilidad de hacerlo; por ejemplo, Aragón y Castilla la Mancha son bastante más efectivas que Galicia.
 - A través de entrevistas y a la investigación de la legislación aplicable se han determinado los pasos del proceso tanto para la obtención de la AAC como para el derecho de conexión. Si bien los procedimientos son complejos y largos, el hecho de que vayamos a conectarnos en distribución y de que vayamos a instalar los módulos en un terreno usado para acoger infraestructura eléctrica simplifica el proceso, reduciendo el número de los informes pertinentes y su complejidad.
 - En cuanto a las licencias locales, no suelen ser un problema, más bien al contrario, ya que los ayuntamientos tienen un beneficio directo y los emplazamientos no ofrecen complejidad o afecciones importantes.
- Los ratios de coste, ambos CAPEX y OPEX, se han obtenido a partir de las entrevistas e investigaciones. La estimación de los precios de mercado es la mayor incertidumbre que puede tener este modelo y es clave para el análisis financiero. Gracias a los contactos con entidades financieras se ha obtenido una curva de precios similar a las que actualmente se emplean en la estructuración de operaciones y que se entiende que es razonable. Esta curva se adjunta en el capítulo 3.1.1. Con estos datos y suponiendo un apalancamiento del 60% se alcanza una rentabilidad de FFPP cercana al 11% en una primera estimación.

3.5. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS ELECTROLINERAS

3.5.1. Entrevistas, encuestas e investigaciones

- Entrevista con el responsable de Ofertas de Movilidad eléctrica en Naturgy. Naturgy es una compañía energética integrada, líder en la distribución de gas en España con una cuota de mercado del 69% y tercer operador en el mercado español donde distribuye electricidad a 3,8 millones de clientes. Posee un negocio de movilidad sostenible y entre sus compromisos

se encuentra el desarrollo de una red de cargadores que permita acceder a todos los ciudadanos a un servicio de recarga eléctrica universal y abierta. El plan está basado en el despliegue de una red de proximidad al cliente urbano con cargadores públicos de baja potencia y una red capilar de cargadores rápidos que da seguridad al usuario del vehículo eléctrico en los principales ejes de comunicación. Una transcripción de preguntas clave para la estimación del modelo se resume a continuación:

1. *¿Qué criterios se utilizan para diseñar una electrolinera?*

Es necesario hacer una estimación de la ocupación prevista del área en cuestión, podéis utilizar datos de la DGT en un determinado tramo que son públicas y hacer una estimación del número de vehículos. Asumiendo que las electrolineras estarían disponibles.

2. *¿Qué tipo de contratos se establecen?*

Los contratos tipo son a 10 años para los que se asume un precio de la electricidad. Para calcular la rentabilidad del proyecto es necesario incluir un CAPEX de toda la construcción que OJO, no son solo los cargadores, sino que es necesario instalación eléctrica, obra civil de urbanización y tramitación del expediente. El coste puede superar el medio millón de euros, aunque existen subvenciones tanto por los ayuntamientos como la administración central

3. *¿Cuáles son los cargadores más recomendados y cuánto se tarda?*

A día de hoy no podemos asumir que un utilitario estándar se cargue en menos de 30 minutos. Dado que se trata de carga de último recurso se necesitan cargadores rápidos o ultrarrápidos. Hay bastantes suministradores. EFIMOB es uno de ellos

4. *Desde el punto de vista de tramitaciones, ¿cómo es el proceso? ¿Es un proceso complicado?*

Es necesario solicitar la tramitación a industria para el punto de conexión, los permisos de construcción, la concesión para el uso del terreno como la electrolinera y algo bastante relevante, tener la propiedad del suelo. Además, los negocios de distribución y comercialización deben ser independientes para no incurrir en conflictos de libre competencia, es decir, importante que el proyecto esté en nombre de una empresa que no se dedique a la distribución

5. *Desde tu punto de vista, ¿el negocio de las electrolineras es un futuro a largo plazo o a corto plazo?*

El coche eléctrico, como quien dice ya está aquí, así que necesitamos preparar nuestras infraestructuras lo más rápidamente posible y esperamos que gracias a las ayudas que

recibiremos de Europa englobadas en Next Generation podremos alcanzar nuestros objetivos de electrificación.

- Investigación de informes de consultoras reputadas sobre la entrada del vehículo eléctrico en Europa (Rystad Energy), PNIEC y fondos NEXT GENERATION.

- Investigación sobre la demanda de electrolinera en el área de Aranda de Duero
Según el mapa de MITECO, Mapa General de la Dirección General de Carreteras 2019, incluido a continuación, el flujo de vehículos en el área de Aranda de Duero (IMD=Intensidad Media Diaria) estaría entre 15.000 y 50.000 vehículos/día.



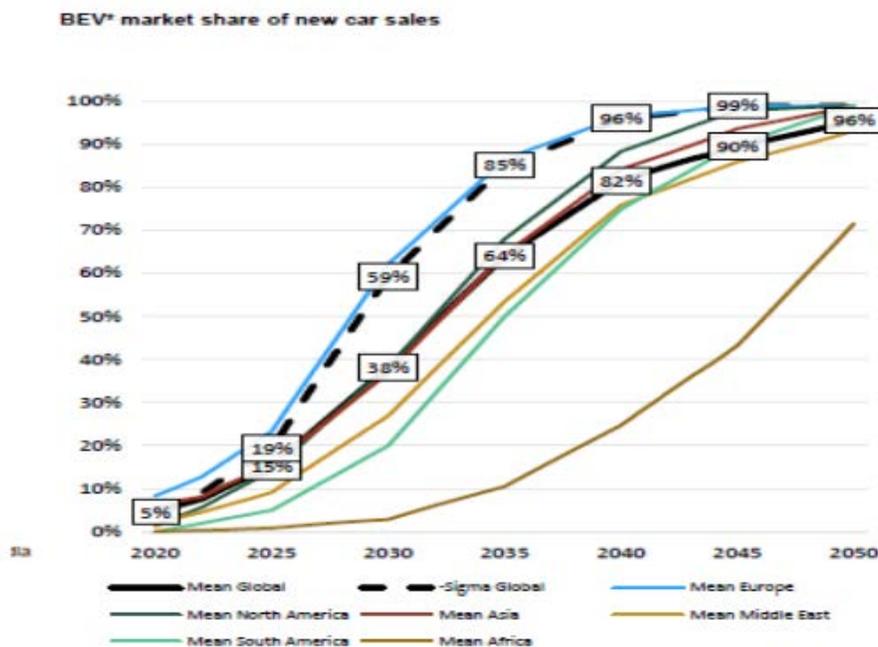


Según datos disponibles en la Dirección General de Tráfico (DGT) el parque móvil total de España constaba en 2019 de 34.434.791 vehículos.

PROVINCIAS	CAMIONES	FURGONETAS	AUTOBUSES	TURISMOS	MOTOCICLETAS	TRACTORES INDUSTRIALES	RYS	OTROS VEHICULOS	TOTAL
Total	2.548.486,00	2.467.487,00	65.470,00	24.558.126,00	3.607.226,00	232.680,00	487.823,00	467.493,00	34.434.791,00

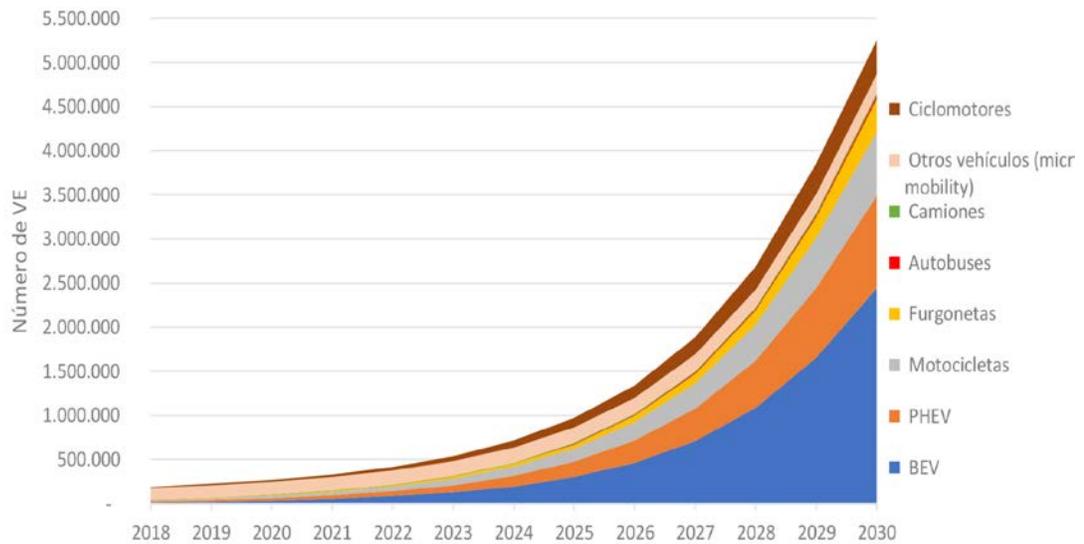
Según la tabla anterior, la densidad en el tramo de carreteras de Aranda de Duero media sería de 32.500 vehículos/día. Por lo tanto, se puede considerar que del total del parque móvil español circulan un: 0,094%.

De acuerdo con el informe de Rystad Energy, BATTERIES -ELECTRIFYING EVERYTHING (abril 2021), en el ámbito europeo, los vehículos eléctricos (EV) representarán un 19% en 2025 y un 59% de las ventas de automóviles nuevos para 2030.



Evolución de la venta de vehículos de pasajeros en Europa 2020-2050. Fuente: RYSTAD Energy

El PNIEC estima para el año 2030 un parque móvil de 5.000.000 de vehículos eléctricos en España. Realizando una extrapolación, consideramos que, en el tramo de carretera considerado, la IMD 4.719 vehículos eléctricos/día.



Evolución del parque de VE 2018-2030 en España. Fuente: Estudio sobre el despliegue de la infraestructura de carga del vehículo eléctrico en España, informe realizado por la consultora Everis para Transport & Environment en enero de 2021.

Utilizando los mismos datos se puede establecer que en el área de Burgos en 2030 hay aproximadamente 39.364 vehículos eléctricos, considerando que en el 2019 los turismos de Burgos representaban alrededor del 1 % del parque nacional. Esa cifra no tiene en cuenta camiones ni autobuses.

Si la capacidad de carga es de 10 vehículos cada media hora y el horario de apertura es de unas 12 horas al día, debería haber una capacidad de servicio de 240 VE al día.

De acuerdo con el *Estudio sobre el despliegue de la infraestructura de carga del vehículo eléctrico en España*, informe realizado por la consultora Everis para Transport & Environment en Enero de 2021, en el escenario más conservador, el 5 % de las cargas serán en electrolineras, lo que significa que el 5 % de los 4719 vehículos eléctricos al día se pararán a cargar en las PR de carga ultra rápida proyectadas, dando como resultado 235,95 VE al día.

- Encuesta online: con una muestra de 293 encuestados, usuarios de vehículo de transporte personal en España.

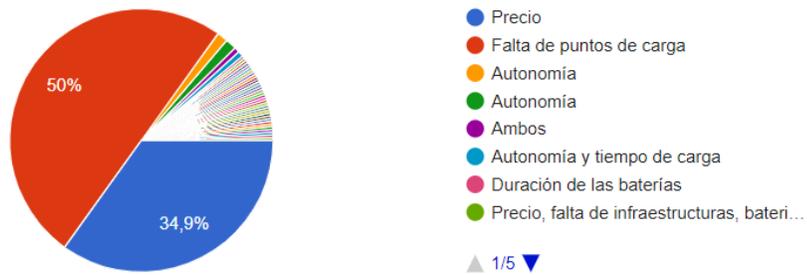
En cuanto a las cuestiones planteadas en la encuesta, en primer lugar, interesaba conocer cuántas de las personas encuestadas eran poseedoras de un vehículo eléctrico en la actualidad para conocer sus hábitos de consumo y ver, si por su tipo de vehículo, podrían ser potenciales clientes de I-SUN.

De los 293 encuestados, sólo 17 poseen un coche eléctrico. Entre ellos, el tipo de vehículo se reparte como se muestra a continuación:

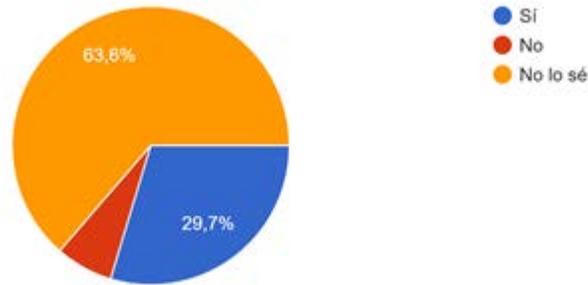


Por lo tanto, del porcentaje encuestado que ya posee un vehículo eléctrico, un 70.5% son clientes potenciales de I-SUN.

Se pregunta además sobre cuáles son las principales limitaciones a la hora de comprar un VE:



Conociendo que los datos de crecimiento del mercado del vehículo eléctrico van en aumento, también se quiso preguntar sobre la intención de compra de los encuestados: De 293 personas, un 70.1% ve probable comprar un nuevo vehículo en los próximos 5 años. Al preguntar por la probabilidad de que este nuevo vehículo sea eléctrico, las respuestas se reparten como se muestra a continuación:



Se observa, por lo tanto, que casi un 30% de los encuestados tiene claro que comprará un vehículo eléctrico en los próximos 5 años y un 63.6% aún no lo tiene claro. A estos dos grupos, se les pregunta acerca de qué tipo de VE adquirirán en el momento de la compra. Se exponen las respuestas a continuación:

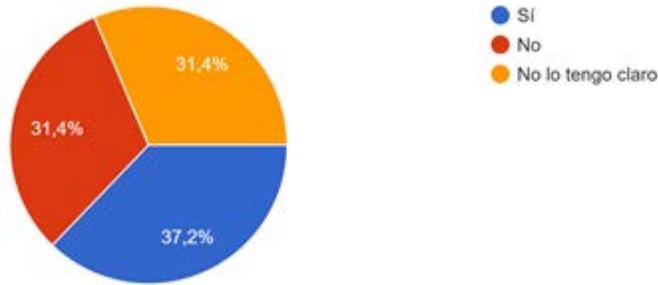


De nuevo se observa un alto porcentaje de indecisos. Aun así, el porcentaje de potenciales clientes (vehículos de baterías e híbridos enchufables) asciende a casi un 30%.

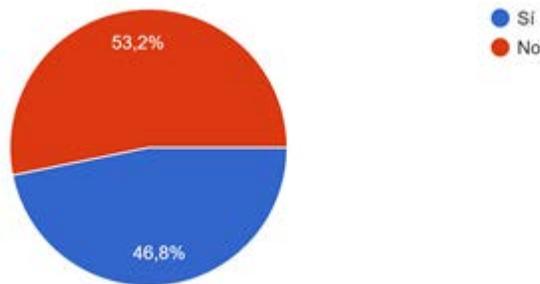
Por otro lado, se trata de conocer las posibilidades personales de los entrevistados a la hora de cargar un supuesto vehículo eléctrico.

Para ello, se plantean las siguientes preguntas a nuestros potenciales clientes:

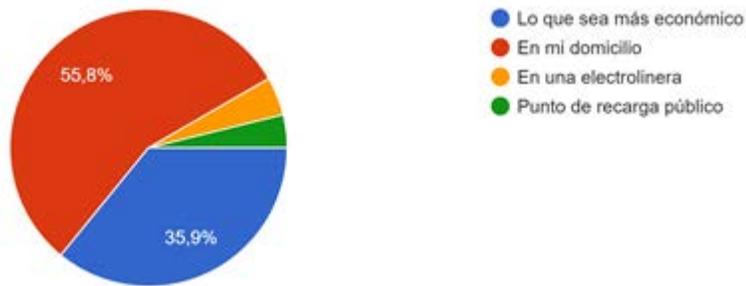
- ¿Tienes la posibilidad de instalar un cargador para VE en tu domicilio?



- ¿Existe algún otro punto de recarga cercano a tu domicilio o puesto de trabajo que puedas utilizar?



- ¿Preferirías cargar tu VE en tu domicilio, en un punto de recarga público o en una electrolinera?

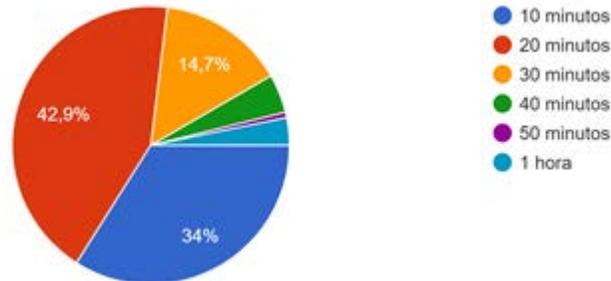


A la vista de los resultados, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Aunque el 55.5% preferiría cargar su VE en su domicilio, sólo un 37.2% tiene la certeza de poder instalar un cargador.
- Excluyendo a los encuestados que preferirían cargar su VE en su domicilio, la gran mayoría de los usuarios cargará su vehículo donde sea más económico.

En cuanto al tiempo de carga, planteamos la siguiente pregunta:

- ¿Cuánto tiempo consideras razonable para realizar una recarga en carretera?



A la vista de los resultados, nuestra hipótesis queda validada con un 91.7% de las respuestas indicando tiempos inferiores a 30 minutos.

3.5.2. Conclusiones

- Como en el caso de Venta Merchant, el derecho de conexión uno de los elementos claves de este modelo de negocio, explicado en el caso anterior Venta Merchant, siendo junto con la concesión para el uso como electrolinera (solicitud a industria) y la titularidad de los terrenos.
- Con las predicciones de demanda de puntos de recarga y las ayudas públicas esperadas por los fondos europeos y en infraestructura, en particular el plan MOVES III dotado con 400 Millones de euros, el modelo de negocio resulta aparentemente rentable, dependiente de la selección de la ubicación de la subestación y por tanto de la electrolinera, así como de la evolución de los precios de la electricidad.

3.6. VALIDACIÓN HIPÓTESIS PPA's

3.6.1. Entrevistas, encuestas e investigaciones

Encuesta telefónica en área industrial de la zona de la Subestación de Aranda de Duero:

- Se ha realizado consulta telefónica, por ser esta más directa en cuanto a la obtención de respuestas con el objetivo de validar el grado de implantación de este tipo de contratos de suministro de electricidad en una zona industrial representativa cercana a la ST de Aranda de Duero.
- Se ha contactado con 5 empresas localizadas en un radio de 6 km de la subestación. El perfil de las empresas/organismos es el siguiente:
 - Lazo de Oro: Suministros y materiales industriales.
 - Talleres Avelino Esgueva: Suministro de maquinaria industrial.
 - Cámara Oficial de Comercio e Industria de Burgos: Oficinas.
 - Escoplás Aranda: Fabricación de plásticos
 - Mecanizados Aranda: Mecanizados industriales.

En primer lugar, interesaba conocer si los entrevistados conocían el modelo de venta de energía PPA (Power Purchase Agreement). El resultado ha sido que 3 de los 5 encuestados si conocían este modelo.

En segundo lugar, se ha preguntado cuántos de ellos ya tienen un contrato de suministro PPA y cuáles de ellos se consideraban de energía renovable. La respuesta fue que solamente uno de ellos tiene actualmente un contrato PPA, en este caso on-site fotovoltaico. En el caso de la Cámara de Comercio e Industria de Burgos, el entrevistado declaró no poder suministrar la información solicitada.

Por último, se preguntó acerca del precio de compra actual del Wh, pero ninguno de los entrevistados accedió a facilitar esta información. No obstante, todos se mostraron abiertos a la posibilidad de contratar el suministro eléctrico a través de un PPA que les permita reducir la factura energética y aportar certidumbre en este gasto a partir de un precio fijo.

- Se ha constatado además que la empresa Calidad Pascual dispone actualmente de un contrato tipo PPA para el suministro de energía en su planta de Aranda de Duero.

3.6.2. Conclusiones

Si bien existe cierto desconocimiento por parte de las empresas de este tipo de servicio, la realidad es que existe un profundo interés por mejorar el servicio a la vez que se reduzcan los costes y se aporte certidumbre al gasto energético en un mercado tan volátil.

Se ha comprobado además que los contratos PPAs son una realidad en el ámbito estudiado como es el caso de Calidad Pascual.

– ANEXOS VALIDACIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO

ANEXO I.A: ENCUESTA ONLINE USO VEHÍCULO ELÉCTRICO

<https://forms.gle/dcZjSpatqtUqGQ6A>

ANEXO I.B: Entrevista Electrolineras: RESPONSABLE DE OFERTAS DE MOVILIDAD ELÉCTRICA

1. ¿Qué criterios se utilizan para diseñar una electrolinera?

Es necesario hacer una estimación de la ocupación prevista del área en cuestión, podéis utilizar datos de la DGT en un determinado tramo que son públicas y hacer una estimación del número de vehículos. Asumiendo que las electrolineras estarían disponibles.

2. ¿Qué tipo de contratos se establecen?

Los contratos tipo son a 10 años para los que se asume un precio de la electricidad. Para calcular la rentabilidad del proyecto es necesario incluir un CAPEX de toda la construcción que OJO, no son solo los cargadores sino que es necesario instalación eléctrica, obra civil de

urbanización y tramitación del expediente. El coste puede superar el medio millón de euros aunque existen subvenciones tanto por los ayuntamientos como la administración central

3. ¿Cuáles son los cargadores más recomendados y cuánto se tarda?

A día de hoy no podemos asumir que un utilitario estándar se cargue en menos de 30 minutos. Dado que se trata de carga de último recurso se necesitan cargadores rápidos o ultrarrápidos. Hay bastantes suministradores. EFIMOB es uno de ellos

4. Desde el punto de vista de tramitaciones, ¿cómo es el proceso? ¿Es un proceso complicado?

Es necesario solicitar la tramitación a industria para el punto de conexión, los permisos de construcción, la concesión para el uso del terreno como la electrolinera y algo bastante relevante, tener la propiedad del suelo. Además los negocios de distribución y comercialización deben ser independientes para no incurrir en conflictos de libre competencia, es decir, importante que el proyecto esté en nombre de una empresa que no se dedique a la distribución

5. Desde tu punto de vista, ¿el negocio de las electrolineras es un futuro a largo plazo o a corto plazo?

El coche eléctrico, como quien dice ya está aquí, así que necesitamos preparar nuestras infraestructuras lo más rápidamente posible y esperamos que gracias a las ayudas que recibiremos de Europa englobadas en Next Generation podremos alcanzar nuestros objetivos de electrificación.

ANEXO I.C: FICHA TÉCNICA CARGADOR EFIMOB 75 kW

EFIMOB QC 75kW
SPECIFICATIONS

CONNECTORS	CCS/2 200A, CHAdeMO 125A		
CABLE LENGTH	Standard:	3m length - no cable management	
	Option:	6m length - cable management included	
OUTPUT POWER	Up to 75kW	Up to 100V	Up to 188A
SUPPLY INPUT	3Ø AC - see overview for regional details		
SUPPLY FREQUENCY	50-60 Hz +/- 10%		
IP RATING	IP65		
IK RATING	IK0 (Excluding Screen)		
EFFICIENCY	95%		
POWER FACTOR	>0.99		
TOTAL HARMONIC DISTORTION	<5% THD		
MAXIMUM OPERATING ALTITUDE	2000 m (6562')		
OPERATING TEMPERATURE	-35°C to 40°C (-31°F to 104°F) sustained operation at full power Rated for operation to 50°C (122°F) (de-rating applies)		
STORAGE TEMPERATURE	-35°C to 70°C (-31°F to 158°F)		
COMMUNICATION PROTOCOL	OCPP v1.6J		
NETWORK CONNECTION	3G/4G/Ethernet for network		
AUTHENTICATION METHOD	RFID: M-FARE 5C/1ECH443A/R, ISO/IEC15693, ISO/IEC18000-3, FelCa, NFC		
CREDIT CARD READER	Optional Contact-less or 3-in-1 (region dependant)		
ELECTRICAL PROTECTION	Over current, Over voltage, Under voltage, Short circuit, Surge protection, Protective earth continuity monitor		
DIMENSIONS	1998 x 890 x 309 mm (79" x 34" x 12")		
WEIGHT	266kg with cable management (587lbs)		
SHIPPING WEIGHT	Up to 320kg depending on configuration (704lbs)		
ACCESSIBILITY	Meets U.S. ADA, EN 301 549, DIN 18040 Height Requirements		
OPTIONS	<ul style="list-style-type: none"> - Simultaneous ready (Dual EVSE) - Eichrecht DC-M Certified DC Meter* - 10" LCD display - Tilt Sensor upstream disconnect - Door Ingress Sensor upstream disconnect - 6m Cables with Cable Management 		
SAFETY COMPLIANCE*	WORLDWIDE:	CE	
	USA:	cTUVus	
EMC*	WORLDWIDE:	EMC Directive	Immunity: Class A Emissions: Class B
	USA:	FCC	Immunity: Class A Emissions: Class B

EFIMOB QC 75 kW
SPECIFICATIONS



AC GRID INTERFACE

ITEM	WORLDWIDE: (400VAC / 415VAC) 75 KW	USA: (480VAC) 75 KW
VOLTAGE	400VAC 3ph (no neutral) +/-10%	480VAC 3ph (no neutral) +/-10%
FREQUENCY	50Hz +/- 10%	60Hz +/- 10%
NOMINAL CURRENT AT NOMINAL VOLTAGE LEVEL	114A	95A
MAXIMUM CURRENT AT LOW LINE LEVEL (NOMINAL VOLTAGE - 10%) AND PF>0.99	114A	105A
OVER CURRENT PROTECTION DEVICE REQUIRED (OCPD) IN SITE DISTRIBUTION BOARD	125A breaker recommended (Required for supply cable protection)	125A breaker recommended (Required for supply cable protection)
UNDER-VOLTAGE RELAY/SHUNT TRIP RELAY IN SITE DISTRIBUTION BOARD (OPTIONAL)	<p>The RTM75 includes options for circuitry to locally isolate the charger's power circuit if the safety loop monitor connected the door switches, lift sensor, leak sensor or protective earth continuity monitor is triggered.</p> <p>Additionally, the charger can also include options to allow upstream isolations in the event of a safety loop trigger event by including an under-voltage relay coil or shunt trip module on the feeder circuit breaker in the site distribution board.</p> <p>EFIMOB chargers should only be installed by a licensed contractor and a licensed electrician, in accordance with all local and national codes and standards. This may include additional, lockable disconnect mechanisms within line of sight of the supplied equipment.</p>	
MINIMUM BURIED CABLE SIZE FOR AC SUPPLY	Single cores in buried duct: 50mm ² Cu for L1,2,3	Single cores in buried duct: 3AWG-Cu for L1,2,3
(LENGTH OF AC CABLES AND SYSTEM EFFICIENCY SHOULD BE CONSIDERED WHEN SIZING CABLES)	25mm ² Cu for PE	4AWG-Cu for PE
	Multicore cable in buried duct: 50mm ² Cu	Multicore cable in buried duct: 3AWG-Cu
	Multicore cable direct buried: 35mm ² Cu	
MAXIMUM LENGTH OF BURIED CABLES FOR MINIMUM AC LINK CABLE SIZE SPECIFIED	200m (To maintain feeder voltage drop below 3%)	200m (To maintain feeder voltage drop below 3%)

ANEXO I.D. ENTREVISTA VALIDACIÓN PPAs

1. ¿Dispone de información o conocimiento sobre contratos de tipo PPA (Power Purchase Agreement)?
 - Lazo De Oro: Declara desconocer por completo lo que es un contrato PPA.
 - Talleres Avelino Esgueva. Declara desconocer por completo lo que es un contrato PPA.
 - Cámara Oficial de Comercio e Industria de Burgos: La cámara oficial de Burgos a nivel de edificio administrativo, declara que es conocedor de este tipo de contratos de suministro eléctrico.
 - ESCOPLÁS ARANDA S.L: Declara que sí es conocedor de este tipo de contratos de suministro eléctrico.
 - Mecanizados Aranda: Declara que sí es conocedor de este tipo de contratos de suministro eléctrico.

2. ¿Tienes actualmente un contrato PPA de suministro de electricidad?
 - Lazo De Oro. Declara desconocer lo que era un contrato PPA, como ya había comunicado y que no creía que tuviera.
 - Talleres Avelino Esgueva. Talleres Avelino Esgueva, también declaró desconocer qué tipo de contrato tenía con su suministrador de energía.
 - Cámara Oficial de Comercio e Industria de Burgos. La cámara oficial de Burgos a nivel de edificio administrativo, declara no poder suministrar la información solicitada.
 - ESCOPLÁS ARANDA S.L Escoplas declara que dispone de un contrato PPA Onsite, que parte de su tejado está instalado y mantenido por una empresa fotovoltaica con la que suscribió el contrato. Parte de su suministro eléctrico proviene de esos paneles.
 - Mecanizados Aranda. Mecanizados Aranda informó que dispone de un contrato normal con la comercializadora.

3. Si es así, ¿es un contrato PPA de energía verde?
 - Lazo De Oro: No dispone de contrato PPA.
 - Talleres Avelino Esgueva. No dispone de contrato PPA.
 - Cámara Oficial de Comercio e Industria de Burgos. Esta pregunta no aplica dado que se desconoce si dispone de un contrato PPA.
 - ESCOPLÁS ARANDA S.L.: La parte de autoconsumo, si se considera un PPA de energía verde al ser paneles fotovoltaicos.
 - Mecanizados Aranda. No dispone de contrato PPA.

4. ¿Cuánto pagas por el Wh actualmente?
 - Lazo De Oro. No lo indica.
 - Talleres Avelino Esgueva. No lo indica.
 - Cámara Oficial de Comercio e Industria de Burgos. No lo indica.
 - ESCOPLÁS ARANDA S.L. No lo indica.
 - Mecanizados Aranda. No lo indica.

5. ¿Estaría interesado en contratar un suministro a través de un PPA si este mejora el precio actual?
 - Lazo De Oro. Sí, si realmente supone un ahorro en la factura.
 - Talleres Avelino Esgueva. Sí, es interesante si reduce la tarifa y además puedo conocer lo que me va a costar en el futuro.
 - Cámara Oficial de Comercio e Industria de Burgos.
 - ESCOPLÁS ARANDA S.L. Si, si se mejora el precio de la energía al acabar el contrato PPA actual.
 - Mecanizados Aranda. Sí. Además, tener un precio fijo sería bastante interesante.

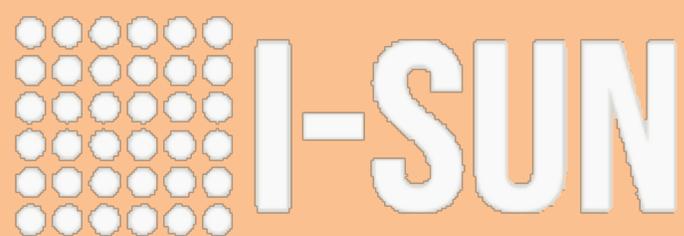


ANEXO I.E: MAPA INFORMATIVO DE CAPACIDAD DE RED

<https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/autoconsumo-electrico-produccion-energia/mapa-capacidad>

ANEXO I.F: MUESTRA TABLA CONSUMOS SUBESTACIÓN

Fecha	vñ	Leído por	Fecha CS	Activa Imp. Cal	Reactiva 1 Cal	Reactiva 4 Cal	Activa Exp. Cal	Reactiva 2 Cal	Reactiva 3 Cal
7/21/20 1:00	v	CS	7/25/20 13:51	12	4 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 2:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 3:00	v	CS	7/25/20 13:51	11	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 4:00	v	CS	7/25/20 13:51	11	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 5:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 6:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 7:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	2 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 8:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 9:00	v	CS	7/25/20 13:51	9	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 10:00	v	CS	7/25/20 13:51	9	2 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 11:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	2 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 12:00	v	CS	7/25/20 13:51	9	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 13:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	2 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 14:00	v	CS	7/25/20 13:51	9	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 15:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 16:00	v	CS	7/25/20 13:51	11	4 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 17:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 18:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 19:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 20:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 21:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 22:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/21/20 23:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	2 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/22/20 0:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/22/20 1:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	2 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/22/20 2:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/22/20 3:00	v	CS	7/25/20 13:51	9	2 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/22/20 4:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	2 0	0 0	0 0	0 0	0 0
7/22/20 5:00	v	CS	7/25/20 13:51	10	3 0	0 0	0 0	0 0	0 0



Anexo II
Normativa vigente

Anexo II. Normativa vigente

Los **Códigos de Red** son Reglamentos publicados en el Diario Oficial de la Unión Europea que establecen una serie de normas para regular el acceso a la red, el comercio de electricidad y la operación segura del sistema eléctrico europeo. Estos códigos se agrupan en 3 grandes familias:

- Código de Red de Conexión: Establecen requisitos para las instalaciones de generación, demanda y las instalaciones de transporte en corriente continua de alta tensión que se conectan a la red.
 - Código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red (Reglamento UE/2016/631)
 - Corrección de errores del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.
 - Código de red en materia de conexión de la demanda (Reglamento UE/2016/1388)
 - Código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua (Reglamento UE/2016/1447)

- Códigos de Red de Operación: Armonizan los criterios de operación y seguridad del sistema:
 - Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento UE/2017/1485)
 - Código de red relativo a emergencia y reposición del servicio (Reglamento UE/2017/2196)

- Códigos de Red de Mercado: Marcan las pautas para la creación de un mercado interior de la energía interconectado y funcional.
 - Directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (Reglamento UE/2015/1222)
 - Directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (Reglamento UE/2016/1719)
 - Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento UE/2017/2195)

La implementación nacional en España de estas directrices se materializa mediante la aprobación de:

- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

En noviembre de 2020 los Gestores de la Red de Transporte y Distribución publican las Normas Técnicas de Supervisión Conformidad (NTS):

- Norma técnica de Supervisión de la Conformidad para Generadores
- Norma técnica de Supervisión de la Conformidad para Generadores SENP

Para la fase de construcción de las plantas fotovoltaicas, se seguirá la normativa vigente aplicable:

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- R.D. 223/2008 Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- R.D. 842/2002 Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- UNE-HD 60364-5-52 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5: Selección e instalación de equipos eléctricos (equivalente a IEC 60364-5-52).
- UNE 21144 Cables eléctricos. Cálculo de intensidad máxima admisible (equivalente a IEC 60287).
- UNE-EN 60228:2005 Conductores de cables aislados (equivalente a IEC 60228:2004).
- UNE-EN 60909 Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna (equivalente a IEC 60909).
- UNE-HD 60364-7-712:2017 Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV) equivalente a IEC 60364-7-712:2016.
- UNE 20460 Instalaciones eléctricas en edificios.
- UNE EN 60460-4-43 Instalaciones eléctricas en edificios, Parte 4: Protección para garantizar la seguridad.
- IEC 62548 Design requirements for photovoltaic (PV) arrays (Requisitos de diseño para paneles).

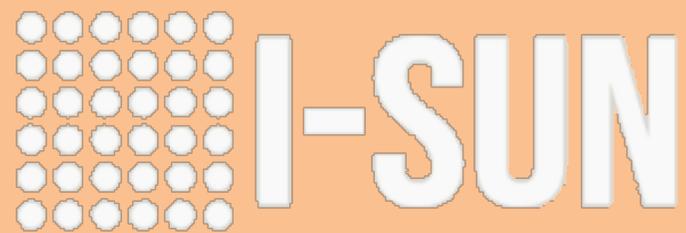
Procedimiento a seguir para conseguir la AAC:

Con la entrada en vigor del Real Decreto 647/2020, el titular del MGE (Módulo de Generación de Electricidad) debe solicitar al GRD (Gestor de la Red de Distribución) cuatro notificaciones operacionales definidas en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/631:

- Notificación Operacional de Energización (EON): una notificación emitida por el GRD al titular de un MGE antes de la energización de su red interna.
- Notificación Operacional Provisional (ION): una notificación emitida por el GRD al titular de un MGE que le permite operar mediante el uso de la conexión a la red durante un período de tiempo limitado, así como iniciar las pruebas de conformidad para garantizar el cumplimiento de las especificaciones y de los requisitos pertinentes.
- Notificación Operacional Definitiva (FON): notificación emitida por el GRD al titular de un MGE y le permite operar un MGE mediante el uso de la conexión a la red. El titular debe aportar el

“Certificado Final de MGE” según está definido en la Norma Técnica de Supervisión de la Conformidad para generadores.

- Notificación Operacional Limitada (LON) (DT 1ª RD 647/2020): notificación emitida por el GRD al titular de un MGE según la disposición transitoria primera del Real Decreto 647/2020 que establece la concesión transitoria de notificaciones operacionales limitadas hasta la acreditación de cumplimiento de los requisitos derivados de los códigos de red de conexión europeos según está definido en la Norma Técnica de Supervisión de la Conformidad para generadores.



Anexo III
Modelo económico
financiero

Anexo III. Modelo económico financiero.



DATOS PILOTO PARA UNA PLANTA DE 0,5 MW

ISun		ISun	
Concepto		Valores	Comentarios
Potencia nominal (MW)		0,425	
Potencia pico (MWp)		0,5	
Superficie (ha)		0,9	
Producción (kwh/kWp)		1930	Asumiendo piloto en Valladolid
Año inicio de operación		2024	
Producción 1er año (MWh)		965	
Degradación anual de la producción (%)		0,90%	
Impuesto de sociedades		25,00%	
IVA repercutido		21,00%	
IVA soportado		21,00%	
Coficiente de amortización anual		7,14%	
Fondos Propios (% sobre presupuesto total)		30,00%	
Euribor		0,00%	
Tipo de interés Project finance		3,50%	
Periodo de financiación (años)		15	
Periodo de amortización (años)		20	
Dias Clientes		30	
Dias Acreedores		30	



COSTES CAPEX PARA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 0,5 MW

CAPEX
Módulos FV
BOP
Infraestructura evacuación
ICIO
Otros impuestos (LOUA)
Ingeniería y trabajos previos
Costes de promoción (DEVEX)
Due Diligence para Project Finance (PF)
Intereses durante construcción y comisiones PF
Project Management Construcción
Reserva para contingencias
TOTAL

ISun		
€/Wp	€	Comentarios
0,18	90.000 €	- Asumiendo volumen suficiente al comprar a través de Iberdrola Renovables
0,28	140.000 €	- Resto del equipo - Asumiendo volumen suficiente al comprar a través de Iberdrola Renovables
0,04	20.000 €	- Coste muy bajo al instalarse el huerto solar en los terrenos de la subestación
0,02	8.000 €	- Impuestos municipales
0,01	4.480 €	- Impuestos regionales
0,01	4.000 €	
0,01	5.000 €	
0,01	2.500 €	
0,01	4.795 €	
0,03	15.000 €	
0,01	3.750 €	
0,60	297.524,65 €	

COSTES CAPEX: PROYECTO i-SUN POTENCIA PICO TOTAL DE 7,5 MW

EUROS (€)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
SE_1	297.524,65					
SE_2		297.524,65				
SE_3		297.524,65				
SE_4			297.524,65			
SE_5			297.524,65			
SE_6			297.524,65			
SE_7				297.524,65		
SE_8				297.524,65		
SE_9				297.524,65		
SE_10					297.524,65	
SE_11					297.524,65	
SE_12					297.524,65	
SE_13						297.524,65
SE_14						297.524,65
SE_15						297.524,65
TOTAL	297.524,65	595.049,30	892.573,95	892.573,95	892.573,95	892.573,95



COSTES OPEX PARA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 0,5 MW

OPEX
O&M
Auditoría y gestión
IBICES
IAE
Consumo electricidad
Seguimiento ambiental
Tasas REE y OMIE
Alquiler terrenos
7% IVPEE (Impuesto a la generación)
Coste de representación + coste desvíos
Coeficiente de apuntamiento solar
Incremento anual IPC

ISun	
€/Año	Comentarios
4.500,00 €	
1.500,00 €	
675,00 €	Impuesto municipal
375,00 €	Impuesto actividad
500,00 €	
750,00 €	
55,25 €	
900,00 €	
7,00%	
0,30%	
0,94	
1,50%	- Se aplicaría sobre todos los costes anuales de OPEX, excepto impuestos



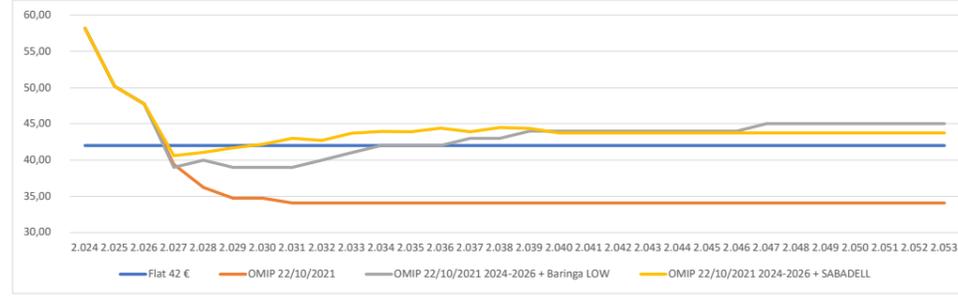
RESUMEN DE LA HIPOTESIS: PLANTA FOTOVOLTAICA 0,5 MW

ISun	
Potencia	0,5 MW
Horas	1.930,0 h
Producción (MW/H)	965 MW/h
Capex (€)	297.525
FFPP (€)	89.257
Deuda (€)	208.267

Tipo de Interés	3,5%
Plazo (Años)	15

Curva de Precios

	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	2.033	2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045	2.046	2.047	2.048	2.049	2.050	2.051	2.052	2.053
Flat 42 €	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00
OMIP 22/10/2021	58,17	50,17	47,75	39,43	36,20	34,73	34,73	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08	34,08
OMIP 22/10/2021 2024-2026 + Baringa LOW	58,17	50,17	47,75	39,00	40,00	39,00	39,00	39,00	40,00	41,00	42,00	42,00	42,00	43,00	43,00	44,00	44,00	44,00	44,00	44,00	44,00	44,00	44,00	44,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00	45,00
OMIP 22/10/2021 2024-2026 + SABADELL	58,17	50,17	47,75	40,58	41,06	41,67	42,18	43,01	42,70	43,72	43,94	43,88	44,41	43,88	44,49	44,34	43,74	43,74	43,74	43,74	43,74	43,74	43,74	43,74	43,74	43,74	43,74	43,74	43,74	43,74



Apuntamiento	0,94
Escenario Elegido	1

WACC	5,5%
------	------

TIR Proyecto	5,8%
TIR Accionista	5,1%
TIR FFPP	8,3%
FCF Neto	293.326 €
VAN FCF	124.608 €
VAN Proyecto (Inversión - FCF Actualizado Neto)	- 172.916 €

	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	2.033	2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045	2.046	2.047	2.048	2.049	2.050	2.051	2.052	2.053	
RATIO DE COBERTURA AL SERVICIO DE LA DEUDA	1,47	1,45	1,43	1,41	1,38	1,36	1,34	1,32	1,29	1,27	1,25	1,22	1,20	1,17	1,15																
BENEFICIOS	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	16	16	15	15	15	15	14	14	14	14	13	13	13	12	12	12
FREE CASH FLOW	8	8	8	7	7	7	6	6	5	5	4	4	4	3	3	15	16	15	15	15	15	14	14	14	14	13	13	13	12	12	12
Dividendos	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	14	14	14	14	13	13	13	13	12	12	13	13	12	12	12	



CUENTA DE RESULTADOS Y CASH FLOW PARA PFV DE 0,5 MW

Modelo Parque Fotovoltaico

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for CUENTA DE RESULTADOS (Total Venta Energía, TOTAL INGRESOS, COSTES TOTALES, EBITDA, EBIT, BENEFICIOS).

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for CASH FLOW (EBITDA, Impuestos, Ingresos, Inversiones, Cash Flow para la Deuda Senior, FREE CASH FLOW, VARIACION TESORERIA).

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for Distribución de Resultados (BENEFICIOS, Reserva Legal, Dotación Reserva Legal, Dividendos, Reservas Voluntarias).

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for Dotación FRSD (CashFlow para FRSD, (Dotación)/Desdotación FRSD Teórica, (Dotación)/Desdotación FRSD Real).

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for Extra Amort. Deuda Senior (Cash Sweep) (RCSD, 1.15 x > RCSD > 1,00 x?, Número de años con 1.15 x > DSCR > 1,00 x, RCSD < 1,15x Año de Revisión, CashFlow para Dotación Cta. Dispos. Restringida, Deuda Senior Extra Amort. Real (Cash Sweep)).

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for Tax Shield (EBT, Acum. EBT, TAX).

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for TIR Proyecto (Total Inversión / EBITDA, TIR (bt), Vida Útil).

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for Cash Flow Acumulado (Payback (Años)).

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for TIR Capital Accionistas (Cash Flow, TIR 15 Años (bt)).

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for TIR Total Accionistas (Cash Flow, TIR 30 Años (bt)).

Table with columns for years 2023 to 2053 and rows for TIR Total Fondos Propios (Cash Flow Deflactado, TIR 30 Años (bt)).



GASTOS DE EXPLOTACION PARA PFV DE 0,5 MW

Modelo Parque Fotovoltaico - ISun

1. INGRESOS & COSTES	2.023	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030	2.031	2.032	2.033	2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045	2.046	2.047	2.048	2.049	2.050	2.051	2.052	2.053
Auditoría y gestión		4,50	4,57	4,64	4,71	4,78	4,85	4,92	4,99	5,07	5,15	5,22	5,30	5,38	5,46	5,54	5,63	5,71	5,80	5,88	5,97	6,06	6,15	6,24	6,34	6,43	6,53	6,63	6,73	6,83	6,93
IBICES		0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
IAE		0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Consumo electricidad		0,50	0,51	0,52	0,52	0,53	0,54	0,55	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,64	0,65	0,66	0,67	0,68	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,75	0,76	0,77
Seguimiento ambiental		0,75	0,76	0,77	0,78	0,80	0,81	0,82	0,83	0,84	0,86	0,87	0,88	0,90	0,91	0,92	0,94	0,95	0,97	0,98	1,00	1,01	1,03	1,04	1,06	1,07	1,09	1,10	1,12	1,14	1,15
Tasas REE y OMIE		0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09
Alquiler terrenos		0,90	0,91	0,93	0,94	0,96	0,97	0,98	1,00	1,01	1,03	1,04	1,06	1,08	1,09	1,11	1,13	1,14	1,16	1,18	1,19	1,21	1,23	1,25	1,27	1,29	1,31	1,33	1,35	1,37	1,39
7% IVPEE (Impuesto a la generación)	7,0%	2,67	2,64	2,62	2,60	2,57	2,55	2,53	2,50	2,48	2,46	2,44	2,41	2,39	2,37	2,35	2,33	2,31	2,29	2,27	2,25	2,23	2,21	2,19	2,17	2,15	2,13	2,11	2,09	2,07	2,05
Coste de representación + coste desvíos	0,3%	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	
Total		10,53	10,60	10,68	10,76	10,84	10,92	11,01	11,09	11,18	11,27	11,37	11,46	11,55	11,65	11,75	11,85	11,96	12,06	12,17	12,28	12,40	12,51	12,63	12,75	12,87	12,99	13,12	13,25	13,38	13,51

