



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO FIN DE MÁSTER

COMPORTAMIENTO DEL AUTO-CONSUMIDOR DE ELECTRICIDAD E IMPACTO EN EL MERCADO ELECTRICO

Autor: Manuel Molina González

Directores:

José Villar Collado

Fco Alberto Campos Fernández

André Rodrigues de Oliveira

Madrid, agosto 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
COMPORTAMIENTO DEL AUTO-CONSUMIDOR DE ELECTRICIDAD E
IMPACTO EN EL MERCADO ELÉCTRICO en la ETS de Ingeniería - ICAI de la
Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Manuel Molina González

Fecha: 28/08/2023



Autorizada la entrega del proyecto

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO

Fdo.: Fco Alberto Campos Fernandez, José Villar Collado, André Rodrigues Oliveira

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Manuel Molina González

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: MODELING THE ITALIAN ELECTRICITY MARKET IN CEVESA MARKET MODEL, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que

pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 28 de agosto de 2023

ACEPTA

Fdo Manuel Molina González



COMPORTAMIENTO DEL AUTO-CONSUMIDOR DE ELECTRICIDAD E IMPACTO EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Autor: Molina González, Manuel

Directores: Campos Fernández, Fco Alberto; Villar Collado, José; Rodrigues Oliveira, André

Entidad colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia Comillas, INESC TEC

RESUMEN DEL PROYECTO

La expansión de la generación distribuida en el ámbito del autoconsumo de electricidad puede tener un impacto muy significativo en el mercado de electricidad. En efecto, el crecimiento de la generación renovable local, el comportamiento más activo de los potenciales auto consumidores, y las sinergias entre los comportamientos diferentes puede implicar un cambio en los comportamientos energéticos y sus perfiles temporales y una reducción de la producción de grandes instalaciones. El presente proyecto tiene como objetivo principal la validación del módulo de autoconsumo del modelo CEVESA para la expansión y operación de largo plazo de mercados de electricidad, abordando diversos casos de estudio contruidos a partir de los escenarios de evolución que se derivan de las previsiones de la Unión Europea y estrategias energéticas nacionales (PNIEC) en cuanto a la penetración de generación distribuida y la potencia instalada de diferentes tecnologías, incluyendo fuentes renovables. El análisis se centra en validar el módulo de autoconsumo de CEVESA y evaluar el impacto de diferentes escenarios de autoconsumo, como herramienta adicional para la descarbonización, en la evolución de los escenarios futuros del mercado eléctrico en término de precios y producciones de las tecnologías de generación.

Palabras clave: CEVESA, generación distribuida, PNIEC

1. Introducción

El sector energético está experimentando un proceso de transformación en el que se está pasando de una red centralizada, conformada por grandes plantas de energía controlables,

a una red descentralizada basada en el aumento de los Recursos de Energía Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés). Esta transición plantea diversos desafíos tecnológicos relacionados con la generación intermitente de fuentes de energía renovable, las cuales se ven afectadas por las condiciones climáticas, dificultando su eficiente gestión.

2. Definición del proyecto y modelo utilizado

CEVESA es un modelo dinámico utilizado para la planificación estratégica de la expansión de los sistemas eléctricos. El proyecto consiste en la integración y validación de un módulo de generación distribuida a CEVESA previamente desarrollado. Este nuevo módulo permite considerar y evaluar el impacto de la generación distribuida en la expansión de los sistemas eléctricos.

CEVESA puede ejecutarse como un problema de minimización de costes o como un modelo de equilibrio de variaciones conjeturales, que incorpora conjeturas de respuesta de precios en un formato con detalle horario. Considera diversos factores, como la demanda de energía eléctrica (que puede ser inelástica o no), las unidades de generación hidráulicas y térmicas, y las restricciones técnicas relacionadas con las unidades de generación. El modelo tiene en cuenta los principales participantes del mercado, incluyendo tanto entidades de generación como de almacenamiento, para garantizar un análisis integral en la generación y la demanda para la correcta toma de decisiones en el mercado.

3. Desarrollo del proyecto y resultados principales

El primer caso de estudio pretende validar la inclusión del módulo de autoconsumo en CEVESA considerando el sistema eléctrico español. Este primer caso permite validar las producciones específicas de las tecnologías descentralizadas de generación, considerando las capacidades propuestas en el nuevo borrador del PNIEC [1]. Para este caso base se representan los resultados de generación de 2030.

El segundo caso de estudio analiza las consecuencias de un aumento significativo en la generación distribuida a largo plazo para el año 2030 con relación al caso base que considera las capacidades propuestas en el nuevo borrador del PNIEC [1]. Esto permite observar tanto la diferencia de precios que se produce con este aumento de penetración, así como los efectos que esto tiene en el comportamiento de los clientes modelados como

puede ser una variación en la energía demandada de la red o cambio en la gestión de las baterías.

El tercer caso estudia el incremento de la capacidad instalada en baterías con respecto al segundo caso, pudiendo así obtener conclusiones relevantes sobre cómo afecta la capacidad de las baterías a la gestión de la energía demandada por parte del auto consumidor.

4. Conclusiones

La estrategia de la Unión Europea y los Planes Nacionales de Energía de los países europeos buscan descarbonizar el sector energético con energías renovables y almacenamiento. Se propone descentralizar la energía con la creación de autoconsumos colectivos y comunidades de energía renovable. Los resultados resaltan la importancia de gestionar el autoconsumo y el almacenamiento, especialmente mediante baterías, para reducir costos y mejorar la eficiencia. La capacidad solar influye en el autoconsumo y la gestión de excedentes. Casos con más almacenamiento muestran una mejor administración de la energía solar, aunque probablemente, con mayores costes de inversión. En resumen, la gestión cuidadosa del autoconsumo y almacenamiento es clave para avanzar hacia un sistema eléctrico sostenible y rentable.

CONSUMER BEHAVIOR IN ELECTRICITY SELF-CONSUMPTION AND ITS IMPACT ON THE ELECTRIC MARKET

Author: Molina González, Manuel

Directors: Campos Fernández, Fco Alberto; Villar Collado, José; Rodrigues Oliveira, André

Collaborating Entity: ICAI-Universidad Pontificia Comillas, INESC TEC

ABSTRACT

The expansion of distributed generation in the context of electricity self-consumption can have a significant impact on the electricity market. Indeed, the growth of local renewable generation, the more active behavior of potential self-consumers, and the synergies among different behaviors can result in a shift in energy patterns and their temporal profiles, as well as a reduction in the output of large installations. The main objective of this project is to validate the self-consumption module of the CEVESA model for the long-term expansion and operation of electricity markets. This will be accomplished by addressing various case studies constructed from the evolution scenarios derived from European Union forecasts and national energy strategies (PNIEC) regarding the penetration of distributed generation and the installed capacity of different technologies, including renewable sources. The analysis focuses on validating the self-consumption module of CEVESA and assessing the impact of different self-consumption scenarios as an additional tool for decarbonization on the evolution of future electricity market scenarios in terms of prices and generation of generation technologies.

Keywords: CEVESA, distributed generation, PNIEC

1. Introduction

The energy sector is undergoing a transformation process, transitioning from a centralized grid composed of controllable power plants to a decentralized grid based on the increase of Distributed Energy Resources (DER). This transition presents various technological

challenges related to the intermittent generation from renewable energy sources, which are influenced by weather conditions, complicating their efficient management.

2. Project Definition and Utilized Model

CEVESA is a dynamic model used for the strategic planning of electrical system expansion. The project involves the integration and validation of a previously developed distributed generation module into CEVESA. This new module allows for the consideration and evaluation of the impact of distributed generation on electrical system expansion.

CEVESA can be run as a cost-minimization problem or as a conjectural variations equilibrium model, incorporating price response conjectures in an hourly-detailed format. It considers various factors such as electricity demand (which can be inelastic or not), hydraulic and thermal generation units, and technical constraints related to generation units. The model takes into account key market participants, including both generation and storage entities, to ensure comprehensive analysis of generation and demand for informed decision-making in the market.

3. Project Development and Key Results

The first case study aims to validate the inclusion of the self-consumption module in CEVESA, considering the Spanish electricity system. This initial case allows for validation of specific productions from decentralized generation technologies, considering the capacities proposed in the new draft of the PNIEC [1]. The results for 2030 generation are represented for this base case.

The second case study analyzes the consequences of a significant long-term increase in distributed generation for the year 2030, relative to the base case that considers capacities proposed in the new draft of the PNIEC [1]. This enables the observation of both the price difference resulting from this penetration increase, as well as the effects it has on customer behavior, which could include variations in demand from the grid or changes in battery management.

The third case studies the increase in installed battery capacity compared to the second case, allowing for relevant conclusions on how battery capacity affects the management of energy demand by the self-consumer.

4. Conclusions

The European Union's strategy and the National Energy Plans of European countries aim to decarbonize the energy sector using renewable energy and storage. Decentralization of energy is proposed through the establishment of collective self-consumption and renewable energy communities. The results underscore the importance of managing self-consumption and storage, particularly through batteries, to reduce costs and enhance efficiency. Solar capacity influences self-consumption and surplus management. Cases with higher storage show improved solar energy management, albeit likely with increased investment costs. In summary, careful management of self-consumption and storage is crucial for advancing toward a sustainable and profitable electrical system.

INDICE DE LA MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN.....	5
1.1.	Motivación.....	5
1.2.	Tareas.....	5
1.3.	Recursos empleados.....	6
2.	ESTADO DEL ARTE	7
3.	CEVESA.....	13
3.1.	Descripción de CEVESA.....	13
3.2.	Formulación del módulo de autoconsumo de CEVESA	15
3.2.1.	Funciones objetivo.....	17
3.2.2.	Restricciones de ligadura del equilibrio de nash	18
3.2.3.	Modelo equivalente	19
3.2.4.	Restricciones adicionales.....	20
4.	DATOS DE ENTRADA	22
4.1.	Datos de tecnologías y generación.....	22
4.2.	Capacidad instalada	22
4.3.	Demanda	23
4.4.	Precios de combustibles y emisiones de CO ₂	23
5.	CASOS DE ESTUDIO	24
5.1.	Definición de los casos de estudio.....	24
5.2.	Caso 1: Escenario PNIEC	25
5.2.1.	Descripción del caso de estudio	25
5.2.2.	Resultados.....	27
5.3.	Caso 2: Escenario PNIEC x10 potencia instalada autoconsumo	38
5.3.1.	Descripción del caso de estudio	38
5.3.2.	Resultados.....	38

5.4. Caso 3: Escenario PNIEC x10 solar autoconsumo y x20 en almacenamiento de autoconsumo.....	47
5.4.1. Descripción del caso de estudio	47
5.4.2. Resultados.....	47
6. CONCLUSIONES.....	56
7. REFERENCIAS	58
ANEXO I. ALINEACIÓN CON OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE...	60

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA (ICAI)
MASTER'S DEGREE IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY
INDICE DE FIGURAS, TABLAS Y ECUACIONES
INDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Capacidad instalada por tecnología España PNIEC	23
Ilustración 2. Capacidad instalada por tecnología y cliente 2030	26
Ilustración 3. Capacidad instalada por tecnología y cliente 2030	27
Ilustración 4. Caso 1: Producción por tecnología.....	28
Ilustración 5. Caso 1: Precios horarios	29
Ilustración 6. Caso 1: Resultados del cliente C03	30
Ilustración 7. Caso 1: Resultados del cliente C03 para el día 9.....	31
Ilustración 8. Caso 1: Precios horarios día 9 del año 2030	32
Ilustración 9. Caso 1: Resultados del cliente C09	33
Ilustración 10. Caso 1: Resultados del cliente C09 para el día 8.....	34
Ilustración 11. Caso 1: Precios horarios día 8 del año 2030.....	34
Ilustración 12. Caso 1: Resultados del cliente C12	35
Ilustración 13. Caso 1: Resultados del cliente C12 para el día 8.....	36
Ilustración 14. Caso 1: Precios horarios día 8 del año 2030.....	37
Ilustración 15. Caso 1 vs 2: Producción por tecnología	38
Ilustración 16. Caso 2: Precios horarios	39
Ilustración 17. Caso 2: Resultados del cliente C03	40
Ilustración 18. Caso 1 vs 2: Resultados del cliente C03 para el día 12	41
Ilustración 19. Caso 2: Resultados del cliente C09	42
Ilustración 20. Caso 1 vs 2: Resultados del cliente C09 para el día 12	43
Ilustración 21. Caso 2: Precios horarios día 12 del año 2030.....	44
Ilustración 22. Caso 2: Resultados del cliente C12	45
Ilustración 23. Caso 1 vs 2: Resultados del cliente C12 para el día 12	46
Ilustración 24. Caso 1 vs 2 vs 3: Producción por tecnología.....	47
Ilustración 25. Caso 3: Precios horarios	48
Ilustración 26. Caso 3: Resultados del cliente C03	49
Ilustración 27. Caso 2 vs 3: Resultados del cliente C03 para el día 10	49
Ilustración 28. Caso 3: Resultados del cliente C09	50
Ilustración 29. Caso 2 vs 3: Resultados del cliente C09 para el día 12	51
Ilustración 30. Caso 3: Precios horarios día 12 del año 2030.....	52
Ilustración 31 Caso 3: Resultados del cliente C12	53

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA (ICAI)
MASTER'S DEGREE IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY
INDICE DE FIGURAS, TABLAS Y ECUACIONES

Ilustración 32. Caso 2 vs 3: Resultados del cliente C09 para el día 12.....	54
Ilustración 33. Caso 3: Precios horarios día 10 del año 2030.....	55
Ilustración 34. Objetivos de Desarrollo Sostenible	61

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Artículos que analizan el mercado eléctrico.....	11
Tabla 2. Conjuntos.....	15
Tabla 3. Índices del modelo.....	15
Tabla 4. Parámetros del modelo	16
Tabla 5. Variables positivas.....	16
Tabla 6. Variables binarias	17

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Objetivo explotación.....	17
Ecuación 2. Objetivo de los clientes.....	18
Ecuación 3. Restricciones exceso DG	19
Ecuación 4. Restricciones potencia contratada por cliente.....	19
Ecuación 5. Balance de energía horario	19
Ecuación 6. Función objetivo del modelo	20
Ecuación 7. Restricción de salida máxima de CG-DG.....	20
Ecuación 8. Balance de energía horario de las baterías.....	20
Ecuación 9. Perdidas de distribución.....	21
Ecuación 10. Demanda neta del sistema	21

1. INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN

El crecimiento de las comunidades energéticas y la expansión de la generación distribuida revelan la necesidad de un modelado adecuado de estos nuevos elementos. Esto permite realizar mejores estudios sobre su comportamiento, evolución y análisis de sus interacciones con el mercado mayorista

Esta tesis tiene como objetivo validar el módulo de autoconsumo de CEVESA, permitiendo así modelar diferentes comportamientos de los auto consumidores, así como su afección al mercado mayorista. Esto facilitara evaluar el impacto de los auto consumidores en la evolución del mercado eléctrico debido a la expansión de la generación distribuida a través de los resultados obtenidos en los diferentes escenarios propuestos.

1.2. TAREAS

Las tareas se estructuran para lograr una ejecución eficaz y rigurosa del proyecto. Cada tarea se alinea con los objetivos y el enfoque de la investigación:

1. Revisión bibliográfica y análisis crítico de modelos y estudios previamente relacionados con el objetivo central del proyecto. Se examinan enfoques, metodologías y resultados relevantes que proporcionaran un marco solido para la investigación.
2. Revisión del modelo de autoconsumo de CEVESA para validación de implementación en la última versión.
3. Definición de escenarios relevantes de estudio a través los cuales se puedan obtener resultados y conclusiones más firmes que los presentados en los estudios revisados.
4. Validación de los resultados obtenidos a través del módulo de autoconsumo implementado en CEVESA.

Las tareas se implementan de manera secuencial. La interacción entre estas tareas contribuye a una comprensión integral y profunda de los efectos del autoconsumo y su almacenamiento en el sistema eléctrico español.

1.3. RECURSOS EMPLEADOS

Los recursos empleados han sido:

- GAMS como programa para modelar un modelo de optimización matemático
- CEVESA
- Microsoft Office:
 - Excel: Como base de datos para CEVESA
 - Word: Redacción de la memoria del proyecto
 - PowerPoint para realizar la presentación del proyecto
- Zotero para referencias

2. ESTADO DEL ARTE

Actualmente en España, la energía eléctrica puede comercializarse en el mercado libre o mediante la tarifa regulada. El mercado libre es aquel en el que el precio de la electricidad se firma a través de contratos de electricidad entre comercializadores y consumidores. Con la tarifa regulada, el precio de la electricidad está indexado al precio del mercado diario, mediante un mecanismo predefinido. También se firma un contrato entre comercializador y consumidor, pero el precio se encuentra regulado. En todos los casos, el precio final de la energía incluye las tarifas de red que los comercializadores tienen que pasar a los operadores de las redes de distribución y transporte [2].

La demanda de electricidad en el mercado se está viendo alterada debido al aumento en el número de instalaciones de autoconsumo. Esto podrá provocar a largo plazo una modificación del precio de la electricidad en el mercado eléctrico, mientras que puede también alterar la operatividad de las unidades de generación. Esta influencia puede manifestarse de manera favorable o desfavorable, dependiendo, por ejemplo, de la existencia de una gran capacidad de baterías (perfiles de consumo uniformes) o escasez de estas.

Actualmente, no han sido llevados a cabo demasiados estudios relativos al impacto del autoconsumo en el mercado eléctrico. De los existentes, algunos simplemente tienen en cuenta consideraciones teóricas y suposiciones, mientras que otros tienen en cuenta datos de instalaciones, curvas de demanda y precios de energía reales, obteniendo así conclusiones posiblemente más firmes.

Por ejemplo, en [3] se estudia el potencial impacto económico del autoconsumo en el sistema eléctrico español, aunque no definen el método/modelo utilizado para obtener los resultados. Afirma que la penetración de autoconsumo reduce los costes variables, pero no los costes fijos del sistema, los cuales constituyen el 60% de los costes de este. Concluye que en el escenario en el que los autoconsumidores no pagan los peajes de acceso ni cargos regulados actuales y los vertidos se retribuyen a precio de red (considerando un 10% de autoproducción) es el escenario que mayor impacto tiene sobre el coste de la electricidad, siendo este del 6,3%.

El trabajo descrito en [4] realiza un estudio que analiza el impacto de los sistemas PV domésticos en el mercado eléctrico ibérico. En él, se consideran distintos escenarios con penetraciones de autoconsumo de 15% y 30% de las casas con instalaciones PV obteniendo como resultados la reducción del precio medio anual de la electricidad. Los resultados se obtuvieron mediante la utilización de un modelo que reproduce el precio de la energía en el mercado a largo plazo, lo que permite cuantificar la reducción de precios a mayor penetración de autoconsumo. Dicho modelo utiliza curvas de generación y demanda extraídas de [5], [6], además de incluir en el tanto las pujas del mercado como la disponibilidad de los generadores.

Este mismo trabajo destaca también que el autoconsumo reduce las pérdidas en el sistema de distribución, así como que, al tener las líneas eléctricas una menor carga eléctrica, las inversiones en refuerzos y nuevas líneas podría eliminarse o reducirse en gran medida. Por último, destaca que pese a haberse considerado la inversión PV solamente en los hogares españoles, también se produce una reducción en el precio de la electricidad vendida en Portugal, puesto que el precio es normalmente idéntico, a no ser que se produzca “market splitting”.

Con el modelo CEVESA, en el trabajo descrito en [7] se:

- Formula un modelo de decisiones de inversión de largo plazo mediante un equilibrio entre compañías de generación GENCOs y consumidores DG
- Aplica el modelo a un caso ejemplo similar al de España que permite evaluar el impacto de la tarifa de acceso a la red y el impacto del gran poder de mercado industrial en la expansión de la generación, para el horizonte temporal de 2019 a 2037.

CEVESA tiene en cuenta tanto las decisiones de inversión en generación centralizada (CG) y generación distribuida (DG), además de representar el comportamiento competitivo de los agentes del mercado. El modelo además considera que los consumidores invierten en DG para la reducción de su pico de demanda, y no para la reducción del pico de demanda total. Este modelo considera las pérdidas en la red. El trabajo concluye que:

- Las inversiones en DG son impulsadas por dos factores principales: tarifas de acceso altas, ya sean variables o fijas, o un alto poder de mercado de los clientes.
- Las inversiones en CG parecen ser complementarias a las inversiones en DG: según el escenario de tarifas, si las inversiones en DG aumentan, las inversiones en CG disminuyen.
- Comparando los escenarios de tarifas altas variables y tarifas altas fijas, la reducción en la potencia contratada total es mucho mayor (alrededor del 35%) que la reducción en el pico de demanda de CG (alrededor del 17%), lo que muestra un caso de incentivos desalineados en el término de potencia de la tarifa de acceso

Estudios similares, aunque dividiendo a los consumidores en diferentes grupos en función de su consumos, tarifas contratadas o aspectos socio-económicos, pueden encontrarse en [8] y [9].

En [8] se estudia la decisión de los auto consumidores en la instalación de baterías y autoconsumo, así como el impacto de estas en el precio de la electricidad. Para ello utilizan datos cuyo origen eran medidores inteligentes en Alemania y Austria, además de información adicional de los hogares como tamaño, edad de los habitantes, etc... Los cinco grandes grupos en los que se dividió la población en este estudio fueron:

- Usuarios de PV+Baterías o usuarios de PV que se plantean comprar baterías
- Usuarios que tienen planteado invertir PV y complementarlo con baterías
- Hogares interesados en PV+Baterías o que poseen un sistema PV
- Hogares interesados solo en PV
- Hogares sin interés en el autoconsumo

Mediante esta agrupación de los grupos mencionados anteriormente en tres, se asoció un perfil de consumo a cada uno. En [8] también se calcula (aunque sin definir esta parte en el propio estudio) la capacidad optima de la batería, potencial económico y utilidad para cada perfil de consumo. Las principales conclusiones del estudio son:

- La manera en la que los consumidores usan la electricidad afecta a cuanto beneficio obtienen de la instalación PV y baterías. A mayor eficiencia en el uso de la electricidad, más ventajas pueden obtener de estos sistemas.

- Según el modelo sugerido, se aprecia un crecimiento moderado en el uso de sistemas PV y baterías. Esto resultaría en una capacidad de batería de 2 GWh en hogares para el año 2030. Cabe destacar que el resultado del modelo es muy sensible a precios de electricidad y tecnología, por lo que pequeñas variaciones en estos pueden afectar a los resultados.

En [9] se estudia el impacto del autoconsumo portugués en el mercado ibérico en 2015, 2020 y 2030. Para ello se consideran 5 grupos diferentes en función de la tarifa contratada y consumo anual. También consideran las pérdidas de transmisión y distribución, así como la optimización de la instalación de baterías en niveles de baja y media tensión para que no haya inyecciones a red. Como resultados calculan la reducción del precio de la electricidad con la integración de PV para autoconsumo con respecto al caso base. En el caso de que a PV se le sumen baterías, se acentúa en gran medida la reducción del precio del mercado ya que reduce simultáneamente la carga neta del sistema y la carga neta en los periodos de mayor demanda. Las unidades de almacenamiento permiten trasladar el consumo eléctrico desde los periodos de mayor demanda a los periodos de menor demanda.

En la Tabla 1 se resume el estado de la cuestión descrito, organizado por las zonas europeas de estudio, inversiones consideradas en el modelo, si utilizan o no un modelo para la obtención de resultados, si considera pérdidas en las redes de distribución y/o transporte, y si realiza distinciones en el tipo de consumidor final.

Tabla 1. Artículos que analizan el mercado eléctrico

Artículo	Autor	Zonas europeas de estudio	Inversiones consideradas	Utiliza un modelo	Considera pérdidas en transporte/distribución	Distribuciones en tipo de consumidor final
[3]	BCG	España	NO	NO	NO	NO
[4]	Juan Manuel Roldan Fernandez Manuel Burgos-Payan	España y Portugal	NO	SI	SI	NO
[7]	Salvador Domenech Martínez Alberto Campos José Villar	España	Generación Centralizada, Generación Distribuida, Almacenamiento	SI	SI	NO

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA (ICAI)
MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERIA INDUSTRIAL
ESTADO DEL ARTE

	Michel Rivier					
[8]	Ana Lena Klinger	Alemania y Austria	Generación Distribuida, Almacenamiento	SI	NO	SI, distintos grupos en la función de la predisposición a instalar generación distribuida
[9]	FJ Soares JP Iría JC Sousa V Mendes AC Nunes	Portugal	Generación Distribuida, Almacenamiento	SI	SI	SI, distintos grupos de consumidores en función de consumos

3. CEVESA

3.1. DESCRIPCIÓN DE CEVESA

CEVESA [10] es un modelo multianual de la operación y expansión de los sistemas de generación de energía eléctrica, en el que actualmente se modelan los sistemas de Portugal, España, Francia e Italia. Estos países se representan como uno o varias zonas de precio único interconectadas mediante unas líneas virtuales con capacidad de interconexión limitada. Mediante la integración de diferentes aspectos como la demanda de energía inelástica, limitaciones técnicas de las unidades de generación, y nivel de detalle horario, CEVESA determina las decisiones de inversión y operación a través de la resolución de una función objetivo de minimización cuadrática de costes, cuya solución coincide con el resultado de resolver las ecuaciones del equilibrio conjetural.

El modelo considera las inversiones llevadas a cabo por las compañías generadoras de energía (GENCOs) en plantas térmicas y de energías renovables a gran escala. Considera también la instalación por parte de los clientes de generación y almacenamiento local (DER), considerando las interacciones de los clientes con la red eléctrica, tanto en la dirección de compra como en la de venta, de acuerdo con sus respectivas tarifas. Además, se representa la reserva secundaria [11], [12], el almacenamiento centralizado y, de manera simplificada, la economía del hidrógeno.

La generación de energía eléctrica se aborda a nivel de unidad de suministro, tomando en cuenta minuciosamente sus características técnicas. Por ejemplo, en el caso de las centrales térmicas, se consideran los costes de arranque y parada, las eficiencias, las rampas de generación, las emisiones, así como los límites de potencia máxima y mínima. Las decisiones de inversión se deciden sin embargo a nivel de tecnología nueva a instalar.

El equilibrio entre la generación y la demanda se realiza a nivel horario, y en el caso de la expansión de la generación, se garantiza la seguridad de suministro en cada sistema eléctrico modelado mediante una restricción de cobertura mínima.

Además del sector eléctrico, CEVESA modela el sector del transporte. Considera las inversiones en vehículos eléctricos (PEV), vehículos de combustión interna (CEV) y vehículos de hidrogeno (H2CV) y sus sistemas de almacenamiento. Para ello, se toman en cuenta aspectos como la infraestructura, los precios, el almacenamiento de combustible y otros costos, que se consideran como insumos para el modelo.

Al abarcar CEVESA los sectores de generación y consumo eléctrico, así como la generación y consumo de hidrogeno, vehículos eléctricos e hidrogeno verde, se podría considerar la interacción entre estos sectores para la realización de futuros estudios.

Los posibles resultados de CEVESA, en función del modo en el que se ejecute, incluyen precios horarios, producción por unidad de suministro, emisiones de CO₂ e inversiones en nuevas capacidades de generación y almacenamiento. El modelo contribuye a la planificación a largo plazo de los sistemas, representando interconexiones, así como la evolución tecnológica de la generación y el almacenamiento de energía. Varios estudios ya se han llevado a cabo con CEVESA, como la determinación de las sinergias entre la generación de energía renovable y los vehículos eléctricos enchufables [10], o el análisis de escenarios futuros de descarbonización [13].

CEVESA puede ser ejecutado tanto en modo de explotación como de inversión. Con el primero, la capacidad instalada de generación y almacenamiento son parámetros de entrada para el modelo. Con el segundo, la solución óptima proporciona la capacidad óptima de generación y almacenamiento para satisfacer la demanda requerida. Para los casos estudiados, el modo de ejecución utilizado ha sido el de explotación, y no se han considerado las restricciones de reserva secundaria.

Los casos estudiados consideran solo el sector de generación y consumo eléctrico español. Además, como se ha mencionado anteriormente, se obtienen los resultados para cada uno de los casos de estudio considerando un equilibrio entre la generación y la demanda a nivel horario. En este proyecto no se modelan las reservas ni decisiones de inversión, generación y consumo de hidrogeno, ni vehículos eléctricos.

3.2. FORMULACIÓN DEL MÓDULO DE AUTOCONSUMO DE CEVESA

El presente apartado describe la formulación preexistente en el módulo de autoconsumo, considerando las hipótesis mencionadas anteriormente en el subapartado 3.1.

Los conjuntos, índices, parámetros y variables utilizados se incluyen en las siguientes tablas:

Tabla 2. Conjuntos

C	Segmento de clientes
G	GENCOs
S	Unidades de almacenamiento
T	Unidades térmicas
H	Unidades hidráulicas
R	Unidades renovables
N	Unidades de consumo (o generación negativa) como baterías o hidráulica de bombeo

Tabla 3. Índices del modelo

c	Segmento de clientes	$c \in G$
g	GENCO	$g \in G$
t	Unidad de generación	$t \in TUHURUSUN$
h	Hora	
y	Año	

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA (ICAI)
MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERIA INDUSTRIAL
CEVESA

s	Agente	seCUG
alm	Almacenamiento	

Tabla 4. Parámetros del modelo

$TP_{c,y}$	Tarifa de término de potencia	€/MW
$TV_{c,y}$	Tarifa de termino de venta volumétrico	€/MWh
$TC_{c,y}$	Tarifa de termino de compra volumétrico	€/MWh
$D_{c,h,y}$	Demanda base del cliente	MWh
$VC_{t,g,y}$	Coste variable	€/MWh
$C_{t,g,y}^{ON}$	Coste de arranque	€
$C_{t,g,y}^{OFF}$	Coste de parada	€
EF_{ch}	Eficiencia de carga de la batería	%
EF_{dc}	Eficiencia de descarga de la batería	%
LS	Porcentaje perdidas de transmisión	%

Tabla 5. Variables positivas

$cp_{c,y}$	Potencia contratada del cliente	MW
$dq_{c,h,y}$	Demanda neta del cliente desde la red	MWh
$d_{h,y}^E$	Demanda neta del sistema	MWh
$eq_{c,h,y}$	Energía inyectada en la red	MWh
$q_{t,s,h,y}$	Energía generada	MWh

$q_{s,ch,h,y}$	Energía cargada por la batería	MWh
$q_{s,dc,h,y}$	Energía descargada por la batería	MWh
$q_{c,alm,c,h,y}$	Carga de las baterías	MWh
$p_{t,s,y}$	Potencia instalada	MW
$e_{s,h,y}$	Nivel de energía de la batería	MWh
$l_{s,c,h,y}$	Perdidas de distribución	MWh

Tabla 6. Variables binarias

$y_{t,g,h,y}$	Decisión de arranque para las centrales térmicas	Binaria
$z_{t,g,h,y}$	Decisión de parada para las centrales térmicas	Binaria

3.2.1. FUNCIONES OBJETIVO

Función objetivo de la generación centralizada

La función objetivo de la generación centralizada considerada en este proyecto consiste en la minimización de costes eléctricos totales en el sistema eléctrico español. La formulación matemática de la función objetivo es la siguiente:

$$\text{Min} \left(\sum_g \left\{ \sum_{h,y} \left(\sum_t V C_{t,g,y} \cdot q_{t,g,h,y} + C_{t,g,y}^{ON} \cdot y_{t,g,h,y} + C_{t,g,y}^{OFF} \cdot z_{t,g,h,y} \right) \right\} \right)$$

Ecuación 1. Objetivo explotación

Función objetivo de los clientes con generación distribuida

La función objetivo modelada y considerada inicialmente en el módulo de autoconsumo se encuentra en [7]. Puesto que el presente proyecto no considera inversiones por parte de los consumidores, ni modela la compra y venta de energía a través del precio de

electricidad, la función original se ha modificado, resultando la que se describe en el presente apartado.

Se asume que los clientes con generación distribuida están sujetos a una tarifa de acceso con la siguiente estructura genérica:

- Un término de peaje por el uso de la red relativo a la compra, relacionado con la energía, $TV_{c,y}$ [€/MWh], proporcional al consumo de energía del segmento de clientes desde la red, $dq_{c,h,y}$.
- Un término de peaje por el uso de la red relativo a la venta, relacionado con la energía, $TC_{c,y}$ [€/MWh], aplicado en caso de que el cliente venda energía $eq_{c,h,y}$ de vuelta a la red (cuando la producción de su generación distribuida supera a su propio consumo)
- Un término relacionado con la potencia, $TP_{c,y}$ [€/MW], que los clientes pagan por la potencia contratada $cp_{c,y}$.

Por lo tanto, la función objetivo de cada segmento de clientes c es:

$$\text{Min} \left\{ \sum_y TP_{c,y} \cdot cp_{c,y} + \sum_{h,y} (TV_{c,y} \cdot dq_{c,h,y} + TC_{c,y} \cdot eq_{c,h,y}) \right\}, \forall c$$

Ecuación 2. Objetivo de los clientes

El primer término corresponde a los costos relacionados con el consumo pico del consumidor [14], debido al termino relacionado con la potencia de la tarifa de acceso. El segundo termino suma los costos del peaje de comprar y vender energía a/desde la red, asociados a los términos relacionados con la energía de la tarifa de acceso.

3.2.2. RESTRICCIONES DE LIGADURA DEL EQUILIBRIO DE NASH

Restricciones DG:

En el problema del cliente, la demanda de electricidad $D_{c,h,y}$ de cada segmento c debe ser suministrada ya sea por la energía $dq_{c,h,y}$ comprada de la red o por la energía $q_{t,c,h,y}$ producida con su propia capacidad instalada de generación distribuida (DG). En caso de que la producción del cliente sea mayor que su demanda, y esta no pueda ser almacenada en la batería del cliente, en el caso de que este disponga de la misma, se asume que el

exceso $eq_{c,h,y}$ se inyecta en la red. Matemáticamente, esto se representa de la siguiente manera:

$$\sum_t q_{t,c,h,y} + dq_{c,h,y} = D_{c,h,y} + eq_{c,h,y} + qc_{alm,c,h,y}$$

Ecuación 3. Restricciones exceso DG

Se asume que la potencia contratada anual del cliente, por la cual se le cobrará con el término de potencia de la tarifa de acceso correspondiente a ese año y , es la potencia máxima demandada o vendida a la red a lo largo de ese año.

$$dq_{c,h,y} + eq_{c,h,y} \leq cp_{c,y}$$

Ecuación 4. Restricciones potencia contratada por cliente

Cabe destacar que la minimización de costes del problema del cliente hará que $eq_{c,h,y}$ y $dq_{c,h,y}$ no sean no nulos simultáneamente.

Balance de energía

Todos los problemas están vinculados por el balance total de energía horario del sistema completo

$$\sum_{t,g} q_{t,g,h,y} + \sum_c eq_{c,h,y} = \sum_c dq_{c,h,y} : \lambda_{h,y}$$

Ecuación 5. Balance de energía horario

3.2.3. MODELO EQUIVALENTE

El modelo puede ser ejecutado en modo de operación o de inversión. En esta tesis, solo se ha analizado el modo de operación, dejando el análisis de la expansión de la generación distribuida como una línea futura de desarrollo. Representa un equilibrio de Nash, donde los generadores maximizan su beneficio mientras que los consumidores minimizan sus costes energéticos. Para poder resolverlo, se formula un problema de optimización equivalente.

La función objetivo resultante tiene como origen las funciones objetivo presentadas anteriormente.

La formulación matemática de la función objetivo es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Min} \left(\sum_g \left\{ \sum_{h,y} \left(\sum_t VC_{t,g,y} \cdot q_{t,g,h,y} + C_{t,g,y}^{ON} \cdot y_{t,g,h,y} + C_{t,g,y}^{OFF} \cdot z_{t,g,h,y} \right) + \right\} \right. \\ \left. + \sum_c \left\{ \sum_y TP_{c,y} \cdot cp_{c,y} + \sum_{h,y} [TV_{c,y} \cdot dq_{c,h,y} + TC_{c,y} \cdot eq_{c,h,y}] \right\} \right) \end{aligned}$$

Ecuación 6. Función objetivo del modelo

3.2.4. RESTRICCIONES ADICIONALES

Restricción de resultado máximo de CG-DG:

La producción $q_{t,s,h,y}$ de las unidades generadoras, tanto DG como CG, nunca puede superar la capacidad instalada.

$$q_{t,s,h,y} \leq p_{t,s,y}, s \in C \cup G$$

Ecuación 7. Restricción de salida máxima de CG-DG

Restricciones de las baterías

El balance energético horario de las instalaciones de almacenamiento relaciona el cambio horario del nivel de energía de la instalación de almacenamiento (estado de carga de la instalación de almacenamiento $e_{s,h,y}$) con el uso horario (tasas de carga o descarga) de la misma, teniendo en cuenta tanto los factores de eficiencia de carga EF_{ch} y descarga, EF_{dc}

$$q_{s,ch,h,y} \cdot EF_{ch} - \frac{q_{s,dc,h,y}}{EF_{dc}} = e_{s,h,y} - e_{s,h-1,y}, s \in C \cup G$$

Ecuación 8. Balance de energía horario de las baterías

Perdidas en transmisión y distribución

Las pérdidas de distribución se representan como una función cuadrática de los flujos.

$$ls_{c,h,y} = ls(dq_{c,h,y} + eq_{c,h,y})^2$$

Ecuación 9. Perdidas de distribución

La demanda neta del sistema $d_{h,y}^E$ que debe ser suministrada por las tecnologías de generación convencional (CG) se define como la agregación de la demanda neta de generación distribuida, incluyendo las pérdidas de distribución de cada cliente c , aumentada por un porcentaje LS , que representa pérdidas de transmisión:

$$d_{h,y}^E = (1 + LS) \cdot \sum_c (dq_{c,h,y} + ls_{c,h,y} - eq_{c,h,y})$$

Ecuación 10. Demanda neta del sistema

Para el resto de las restricciones de explotación del mercado eléctrico consultar [7].

4. DATOS DE ENTRADA

El presente proyecto parte de CEVESA ya calibrado. En este apartado, se presentan las fuentes de los datos mediante los que se calibró CEVESA (punto 4.1 y 4.2), así como los datos existentes previamente, actualizados durante el desarrollo del proyecto (4.2, 4.3 y 4.4).

4.1. DATOS DE TECNOLOGÍAS Y GENERACIÓN

Los datos técnicos existentes en CEVESA sobre las unidades térmicas se recopilaron de [15]. Esto garantiza que se utilizan fuentes de información autorizadas y confiables, lo que añade validez y rigor a los resultados y conclusiones obtenidos en este estudio

Los datos hidrológicos existentes en CEVESA se obtuvieron a partir de 2015, lo que corresponde a un año hidráulico promedio [16]. Todos los datos de las unidades hidroeléctricas se proporcionan a nivel de unidades de oferta, que corresponden a unidades físicas. Para las tecnologías hidroeléctricas, se han considerado datos tanto de hidroeléctrica convencionales como de bombeo.

Los años de desmantelamiento de las unidades térmicas, existentes en CEVESA, se recopilaron de comunicados de prensa españoles [17], [18].

4.2. CAPACIDAD INSTALADA

La capacidad instalada futura de fuentes renovables, hidroeléctricas, térmicas y generación distribuida ha sido actualizado con la información presente en el Plan Nacional Integrado para la Energía y el Clima 2030 (PNIEC) [1]. Para tener en cuenta la capacidad futura instalada en España, se considera una proyección lineal hacia el futuro desde el último año del cual se disponen de datos reales (2022), llegando hasta 2030, utilizando las potencias instaladas proporcionadas por el PNIEC para 2025 y 2030.

Ilustración 1 muestra la capacidad instalada de cada una de las tecnologías consideradas en el sistema español para el año 2022, 2025 y 2030

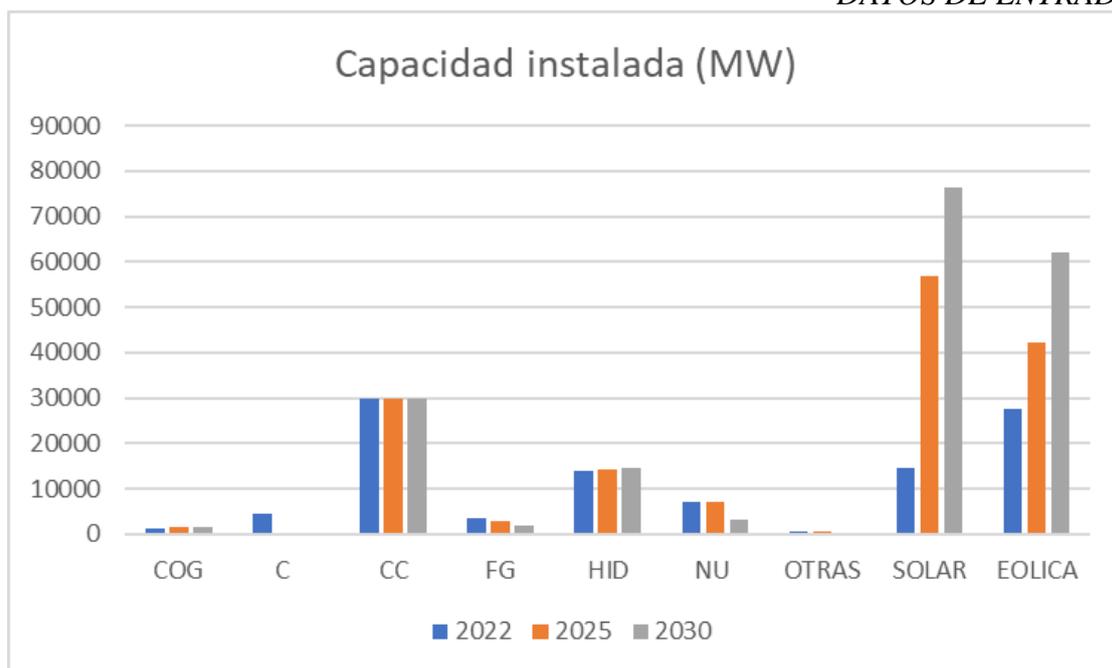


Ilustración 1. Capacidad instalada por tecnología España PNIEC

4.3. DEMANDA

Los datos de demanda presentes en CEVESA han sido actualizados tomando como fuente ENTSO-E [19]. Para los casos de estudios que simulan años futuros (a partir de 2022), la demanda se calcula como un incremento anual del 0,6% teniendo origen en los últimos datos reales de 2022.

4.4. PRECIOS DE COMBUSTIBLES Y EMISIONES DE CO₂

Los precios de los combustibles y el CO₂ han sido actualizados durante la validación del módulo de autoconsumo. Se obtienen a partir de gráficos de Aleasoft Energy Forecasting [21]. CEVESA considera que las tecnologías que emiten CO₂ son el carbón, el gas y el fuel. En realidad, las centrales nucleares también emiten CO₂, pero los valores de sus emisiones son muy bajos [22] comparados con los de las otras térmicas [23].

5. CASOS DE ESTUDIO

Este apartado estudia diferentes escenarios con el fin de obtener conclusiones relevantes a partir de los resultados obtenidos mediante el módulo explicado en la sección 3.2. Incluye cómo se diseñaron los escenarios, los parámetros utilizados y los resultados obtenidos.

5.1. DEFINICIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO

En 2016, la Comisión Europea presentó el Paquete Legislativo “Energía Limpia para Todos los Europeos” con el objetivo de promover la transición energética en la década de 2021-2030. Este paquete requiere que cada país elabore y presente un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC, por sus siglas en español) para el horizonte de 2030 en relación con las energías renovables, eficiencia energética, seguridad energética, innovación, gases de efecto invernadero y una visión para lograr estos objetivos [24].

Dado que la dirección trazada por la Unión Europea, especialmente en lo que respecta a las energías renovables, ha quedado considerablemente atrás en España, se ha elaborado un nuevo borrador actualizado del PNIEC español en el cual se busca aumentar la ambición, con el propósito de lograr la neutralidad de emisiones de carbono antes del año 2050. El objetivo de esta propuesta es mitigar el impacto del calentamiento global y llevar a cabo una modernización económica [1].

Dentro de este contexto, cobra un papel fundamental el concepto de autoconsumo. Este ha generado una relevancia significativa debido a las modificaciones regulatorias experimentadas en los últimos años y al impulso proporcionado por el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Cabe destacar que en lo que respecta a autoconsumo, no se encontraban cifras concretas en el documento previo del PNIEC [24] frente a los 19 GW de autoconsumo instalado, proyectados para 2030 en este nuevo borrador [1].

A continuación, se detallan los tres casos de estudio realizados en el presente proyecto mediante los cuales se pretende validar el módulo de autoconsumo incluido en CEVESA:

Caso 1: Este caso de estudio es el considerado como caso base. Sobre este se realizarán las modificaciones correspondientes para generar nuevos escenarios y estudiar sus resultados. Ha sido desarrollado en base a los objetivos propuestos por el gobierno de España en el borrador actualizado del PNIEC [1] para la nueva capacidad instalada durante la próxima década (2021-2030).

Caso 2: El segundo caso de estudio se desarrolla partiendo del caso base, incrementando 10 veces la capacidad de autogeneración instalada (solar y almacenamiento) para el año 2030. Se considera el año 2030 en los estudios puesto que la capacidad instalada en autogeneración a día de hoy no es representativa de cara a la interpretación de resultados. Además, se trata del año en el que se proyectan los objetivos reflejados en el PNIEC.

Caso 3: En este último caso de estudio se incrementa 10 veces la capacidad solar de autogeneración instalada, mientras que se incrementará en 20 veces la capacidad de almacenamiento local para autoconsumo para el año 2030, con respecto al caso 1. De esta manera, se pueden obtener conclusiones relevantes sobre una mayor penetración en la capacidad de almacenamiento local.

Los resultados mostrados para los tres casos de estudio corresponden a la segunda semana del año. Durante este periodo, se observa la mayor variación en la demanda a lo largo de una semana para los datos considerados en el modelo. Debido a esta notable variabilidad, la segunda semana se considera especialmente favorable para obtener conclusiones significativas.

5.2. CASO 1: ESCENARIO PNIEC

5.2.1. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El presente escenario ha sido desarrollado en base a los objetivos propuestos por el gobierno de España para la nueva capacidad instalada durante la próxima década (2021-2030).

CEVESA considera 12 clientes. Los clientes son categorizados en diferentes segmentos *c* según, en primer lugar, su tipo (clientes residenciales, industriales o comerciales) y, en segundo lugar, su actividad económica (metalurgia, química, minería, madera/papel,

alimentos, hoteles y restaurantes, servicios, etc.) o tipo de hogar (edificio, unifamiliar, etc.). Se asume que los clientes pertenecientes al mismo segmento c se comportarán de manera similar.

Se considera que los 12 clientes asumen la demanda total del sistema, aunque no de manera equitativa. Los perfiles de demanda de los segmentos de clientes han sido extraídos de [25], [26].

La Ilustración 2 muestra la potencia instalada por tecnología (solar y baterías) y cliente considerada previamente por CEVESA para el año 2030. La capacidad instalada, por tecnología y cliente, predefinida fue modelada a partir de [25], [26]

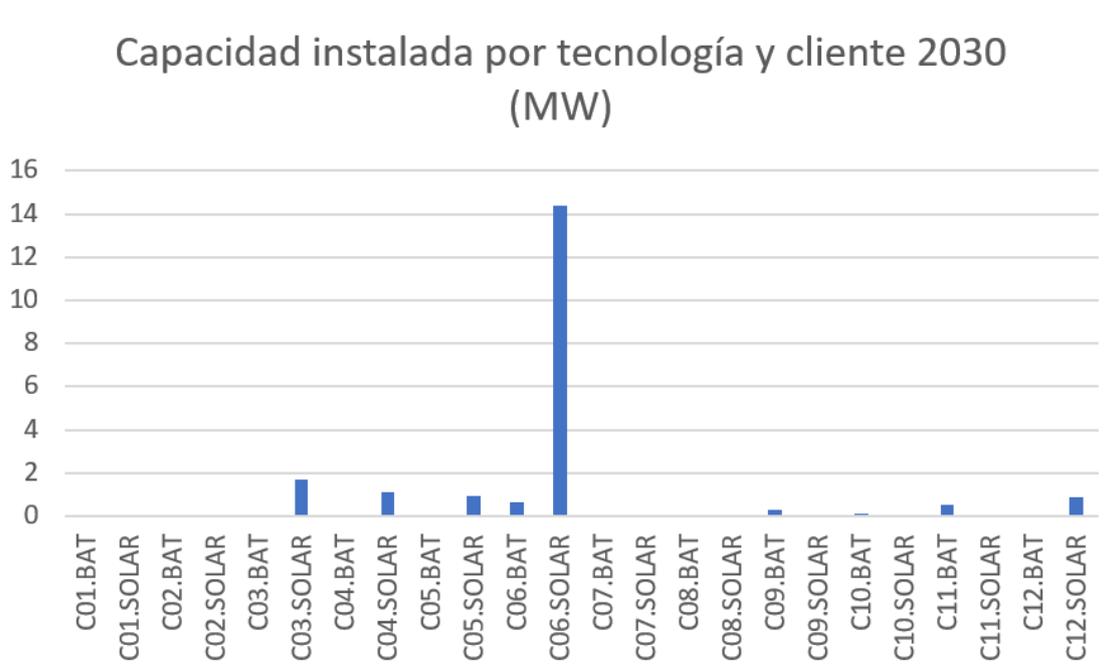


Ilustración 2. Capacidad instalada por tecnología y cliente 2030

Puesto que la gran cantidad de capacidad solar instalada por el cliente 6 hace que no se aprecie correctamente en la gráfica las potencias instaladas del resto de ellos, la Ilustración 3 muestra las capacidades de todos los clientes excluyendo el cliente 6.

Capacidad instalada por tecnología y cliente 2030
(MW)

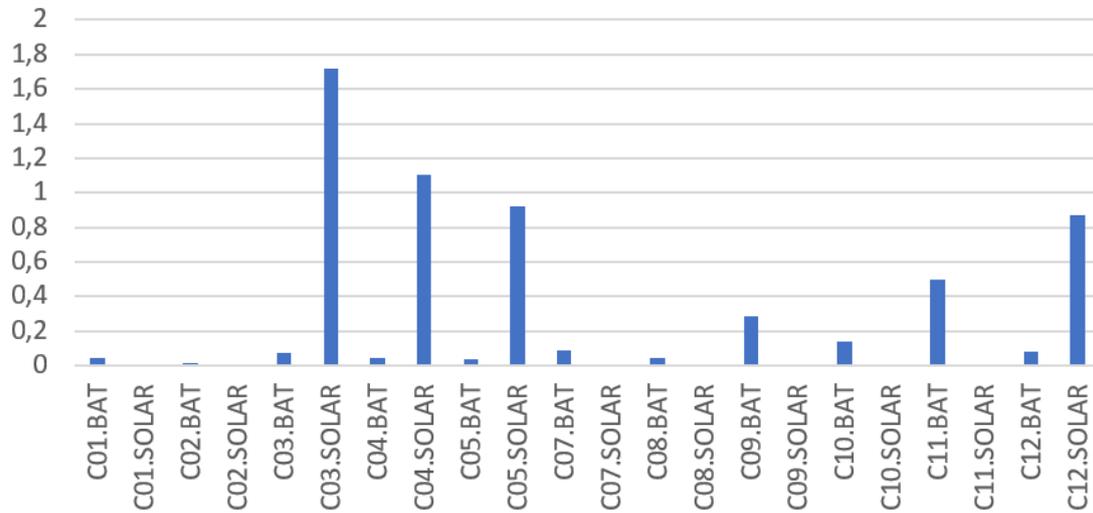


Ilustración 3. Capacidad instalada por tecnología y cliente 2030

5.2.2. RESULTADOS

El primer caso de estudio de autoconsumo del sistema eléctrico español simulado con CEVESA permite obtener conclusiones, a partir de los resultados obtenidos por el módulo de autoconsumo, considerando una mayor penetración de autogeneración instalada en el año 2030 según datos del nuevo borrador del PNIEC español.

La generación centralizada por tecnología para el primer caso de estudio se muestra en la Ilustración 4.

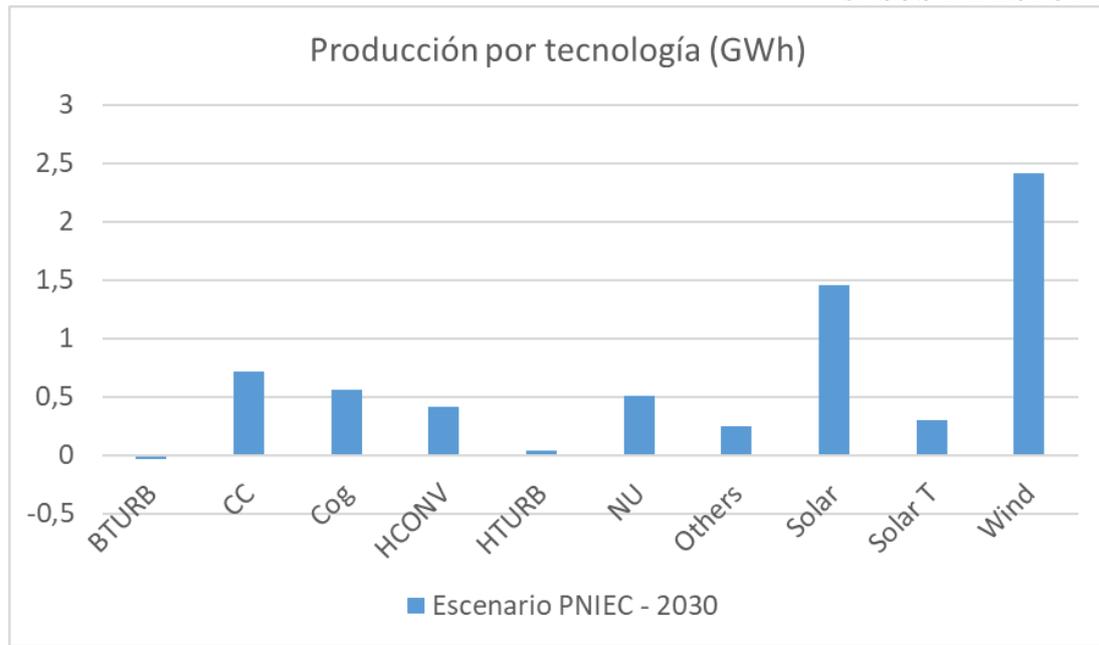


Ilustración 4. Caso 1: Producción por tecnología

Al simular el año 2030, la generación renovable (solar y eólica) es considerable, lo que, junto a la penetración del autoconsumo, afecta significativamente a los precios horarios tal y como se aprecia en la Ilustración 5. La Ilustración 5 muestra los precios horarios para el primer caso de estudio durante la segunda semana del año 2020, 2025 y 2030, permitiendo así comparar la variación de precios en los diferentes años.

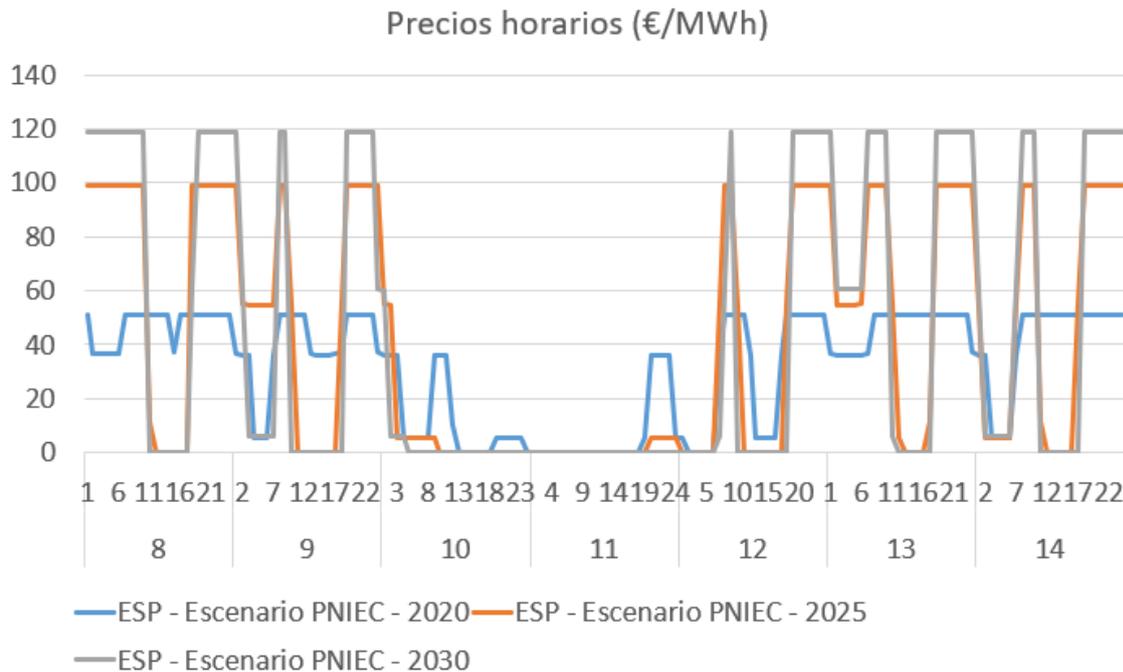


Ilustración 5. Caso 1: Precios horarios

Se aprecia como el número de horas en las que los precios son cero aumentan considerablemente en los años 2025 y 2030 frente a 2020. Cabe destacar como, pese a que aumentan el número de horas de precio cero, también aumentan los precios máximos. Esto se debe a la penetración renovable a gran escala, propuesta por el último borrador del PNIEC [1], la cual no es gestionable. Esto provoca que las centrales térmicas tengan que arrancar y parar un mayor número de veces para suplir la gran cantidad de energía renovable que se deja de generar en horas donde no hay producción solar o eólica.

Puesto que clientes con capacidad instalada por tecnología similar, como por ejemplo sucede con los clientes C01, C02, C07, C08, C09, C10 y C11, poseen un comportamiento afín con respecto a los momentos de carga y descarga de las baterías, tan solo se muestran los resultados obtenidos para clientes con diferentes configuraciones de capacidad instalada. Lo mismo sucede con los clientes C04, C05 y C12, en los que la producción solar y baterías operan conjuntamente de forma análoga entre ellos.

Los resultados que se muestran corresponden a los clientes C03, C09 y C12, con autogeneración solar y baterías, aunque con diferentes capacidades. El cliente C09 solo tiene baterías instaladas.

La Ilustración 6 muestra los resultados obtenidos de manera horaria para el cliente C03 durante la segunda semana del año 2030.

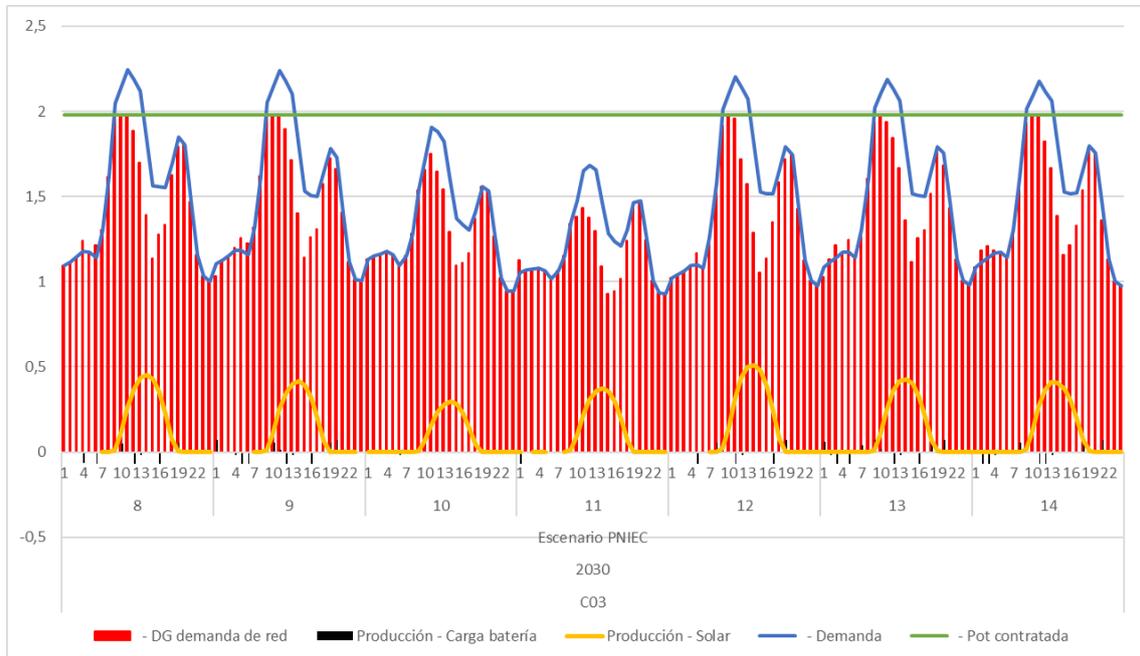


Ilustración 6. Caso 1: Resultados del cliente C03

El cliente C03 posee tanto potencia solar instalada como de baterías. Se aprecia como la capacidad de las baterías para este cliente es reducida. Esto se debe a dos motivos principales: el primero de ellos es que el PNIEC considera una menor capacidad de baterías de autoconsumo con respecto a potencia instalada de autogeneración solar; el segundo es el porcentaje de capacidad instalada propuesta por el PNIEC asignada a cada uno de los distintos clientes modelados.

Se puede apreciar como los picos de demanda por parte del cliente se ven reducidos notablemente en las horas centrales del día, cuando se produce autogeneración solar, o en determinadas horas donde se produce la descarga de energía por parte de la batería.

La reducción de los picos de demanda conlleva una reducción de potencia contratada del cliente que coincide con su pico máximo durante un periodo de tiempo preestablecido.

Para analizar el comportamiento de las baterías del cliente de manera más detallada, la Ilustración 7 muestra los resultados obtenidos de manera horaria para el cliente C03 durante el noveno día del año 2030.

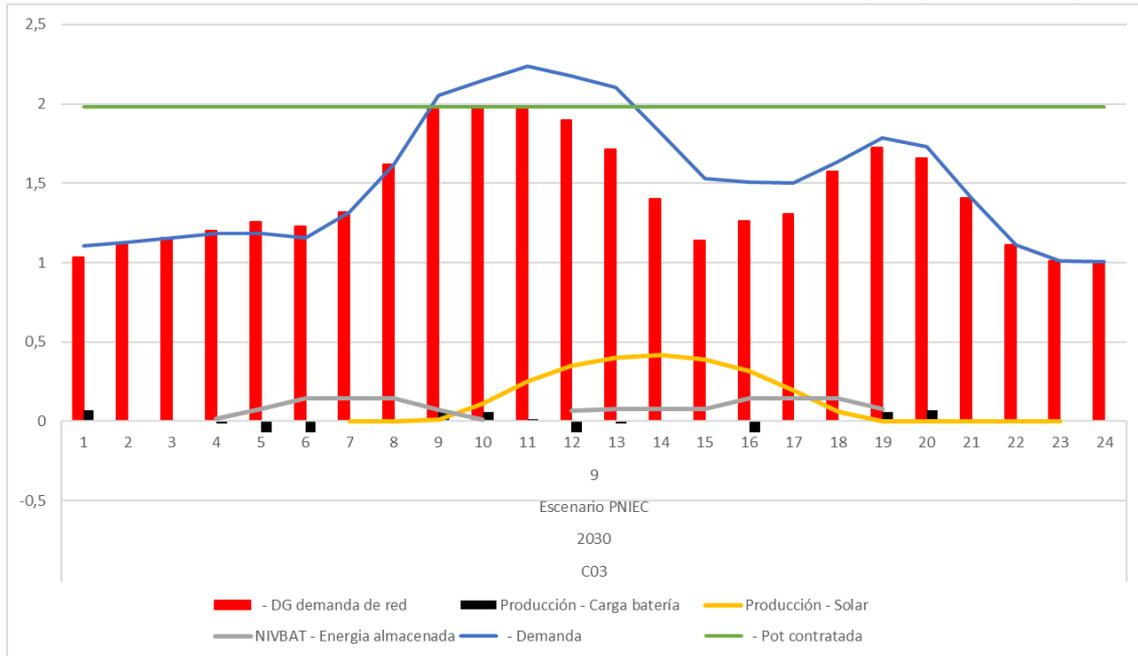


Ilustración 7. Caso 1: Resultados del cliente C03 para el día 9

Se aprecia cómo la carga de las baterías se produce tanto en aquellas horas del día en las que existe autogeneración solar (horas 12, 13 y 16) como en determinadas horas a lo largo de la noche (horas 4, 5 y 6), descargando esa energía en las horas 9, 10, 19 y 20. Para comprender el motivo por el que se realiza la carga en horas donde no existe autogeneración solar, y, por tanto, se produce arbitraje de energía por parte del cliente, hace falta observar los precios horarios para el noveno día de 2030. La Ilustración 8 muestra los precios horarios de energía para ese día.

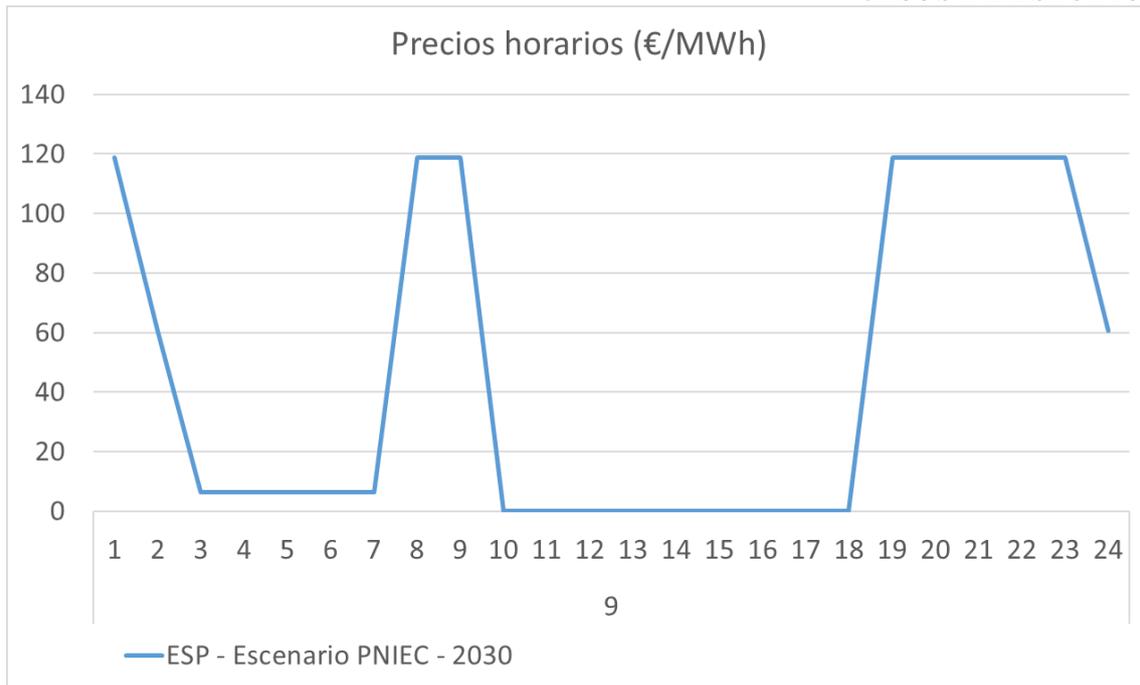


Ilustración 8. Caso 1: Precios horarios día 9 del año 2030

En la Ilustración 7 se observa como la batería realiza arbitraje de energía de la red cargando en las horas 4, 5 y 6. La Ilustración 8 permite justificar dicho comportamiento por parte del cliente debido a que durante esas horas, el precio de la energía es cercano a cero, pudiendo así cargar la batería, y descargar esa energía en las horas 9 y 10 a un precio considerablemente mayor. Lo mismo sucede con el ciclo en el que se carga las baterías durante las horas 12, 13 y 16 y se descarga en las horas 19 y 20.

La Ilustración 9 muestra los resultados horarios para el cliente C09 durante la segunda semana del año 2030. Nótese que este cliente no tiene producción solar.

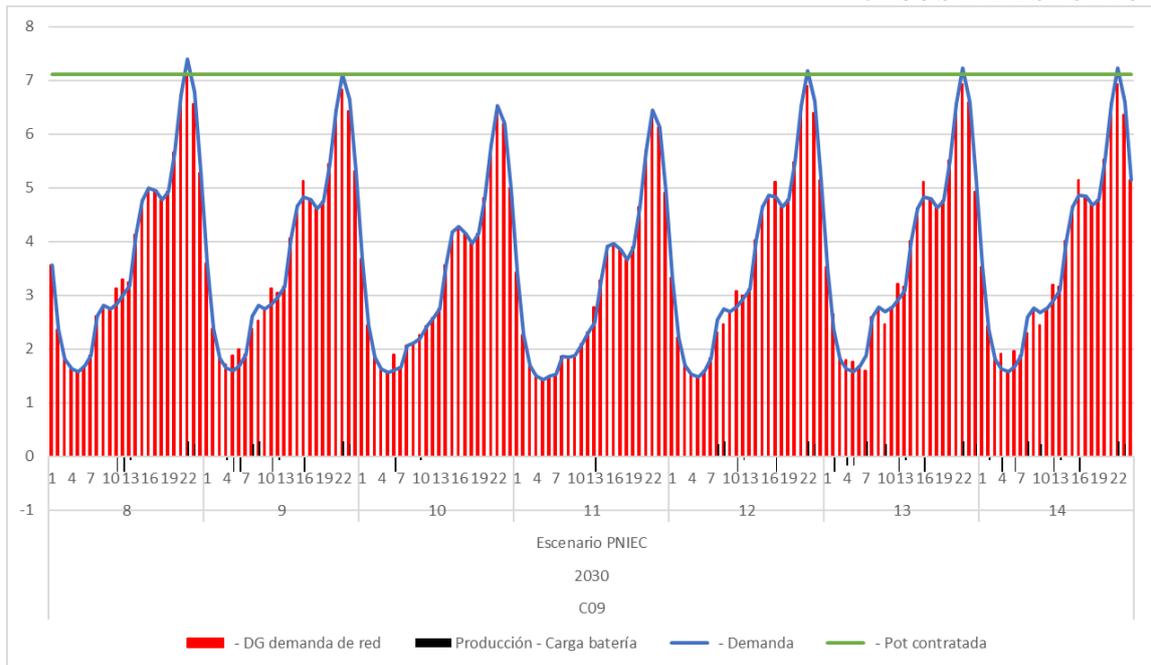


Ilustración 9. Caso 1: Resultados del cliente C09

Al igual que sucedía con el cliente C03, la capacidad de baterías instaladas para C09 es reducida principalmente debido a la propuesta de capacidad de baterías de autoconsumo realizadas por el nuevo borrador del PNIEC. Como este cliente no posee instalación solar, tan solo de una capacidad de baterías reducida, la gestión de estas vendrá dada por el arbitraje con la red dependiendo de sus tarifas.

En este caso, se produce una leve reducción de la demanda de la red por parte del cliente con respecto a la demanda real de éste en aquellas horas en las que las baterías realizan las descargas de la energía almacenada. De igual modo, cuando la batería carga de la red, la demanda se incrementa. Pese a este comportamiento, se reduce el pico máximo de demanda de la red a lo largo de la semana con respecto a la demanda real del cliente puesto que las baterías descargan en esas horas de mayor demanda, permitiendo así una reducción de costes en relación con el término de potencia contratado.

La Ilustración 10 muestra los resultados horarios para el cliente C09 durante el octavo día del año 2030.

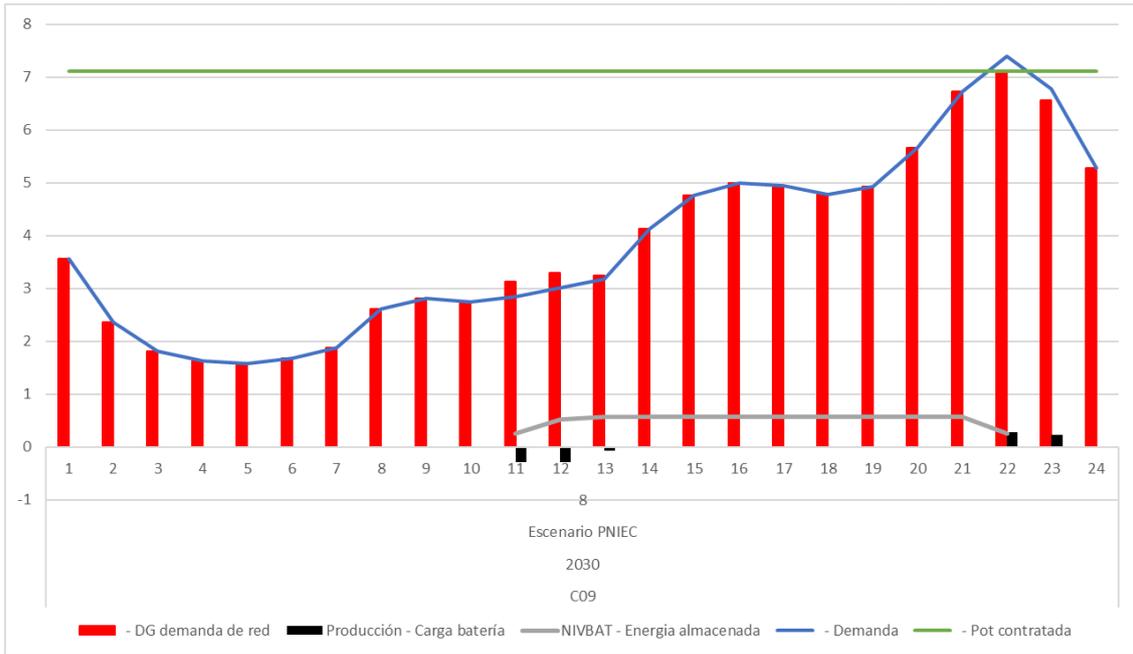


Ilustración 10. Caso 1: Resultados del cliente C09 para el día 8

Se aprecia claramente como la demanda de la red por parte del cliente se incrementa en aquellas horas donde se produce la carga de las baterías (horas 11, 12 y 13) y se reduce en las horas de descarga (horas 22 y 23). Para comprender las horas de carga y descarga de las baterías, la Ilustración 11 muestra los precios horarios para el día 8 del año 2030.

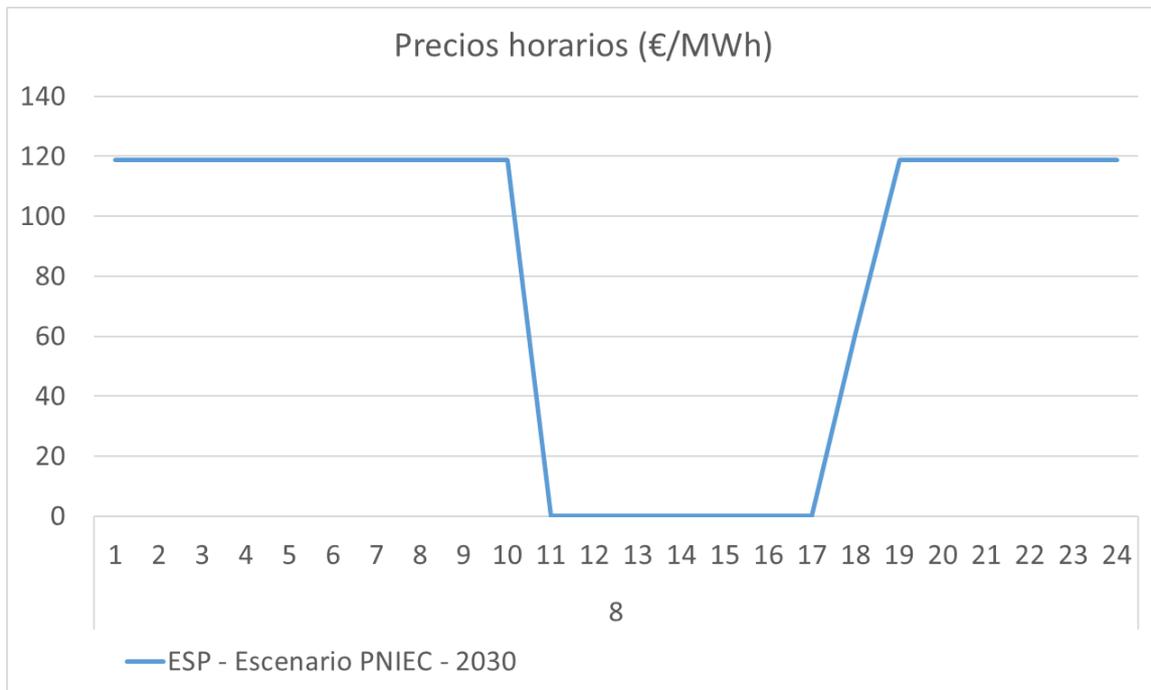


Ilustración 11. Caso 1: Precios horarios día 8 del año 2030

Durante las horas 11, 12 y 13 del día la batería se carga hasta su capacidad máxima debido a que el precio del mercado es cero. La descarga total de las baterías se produce en las horas 22 y 23, donde el precio es máximo. La gestión de las baterías mediante arbitraje de energía es correcta por parte del cliente puesto que consigue aprovechar los precios de energía a cero, para poder así utilizar esa energía en otras horas donde el precio sea más elevado, consiguiendo así minimizar costes.

La Ilustración 12 muestra los resultados horarios para el cliente C12 durante la segunda semana del año 2030.

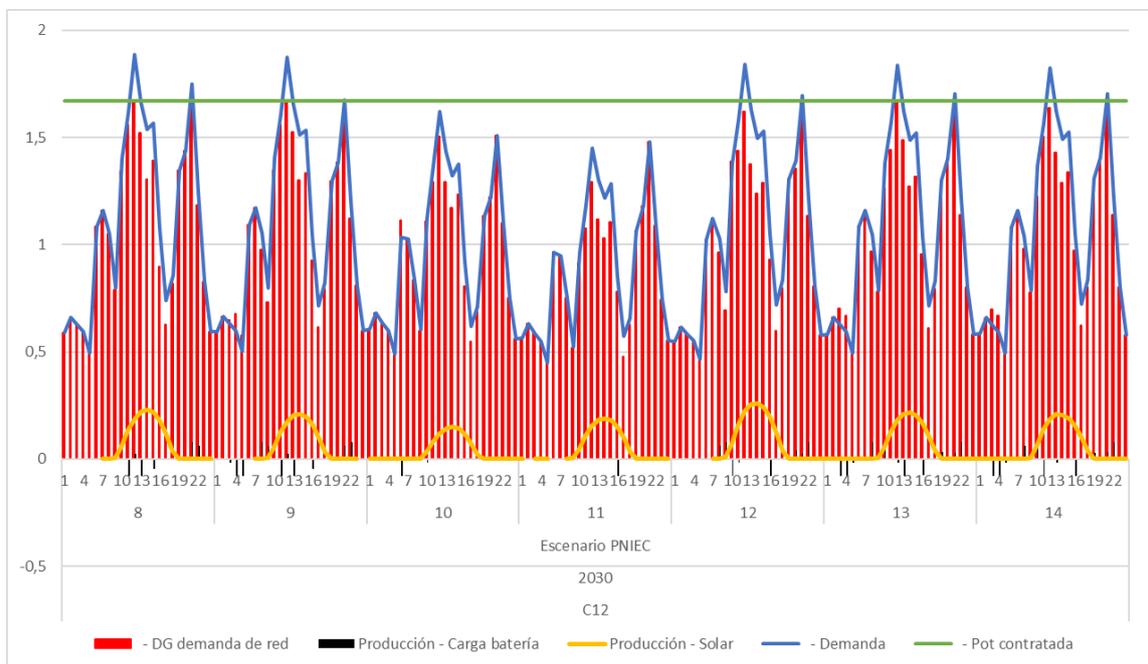


Ilustración 12. Caso 1: Resultados del cliente C12

El cliente C12 posee una capacidad instalada de solar y baterías reducidas en relación con su demanda. Al igual que sucede con el cliente C03, esto se debe tanto a la potencia propuesta por el nuevo borrador del PNIEC lo cual no es lo suficientemente elevada como para que sea representativa frente a la demanda total del sistema como al reparto de esta potencia propuesta por el PNIEC entre los diferentes clientes modelados.

La reducción de los picos de demanda conlleva una reducción de potencia contratada del cliente que coincide con su pico máximo durante un periodo de tiempo preestablecido

Los picos de demanda del cliente se reducen en las horas centrales del día en las que hay producción solar, o cuando se produce la descarga de las baterías. Para observarlo en detalle, la Ilustración 13 representa los resultados para el octavo día del año 2030.

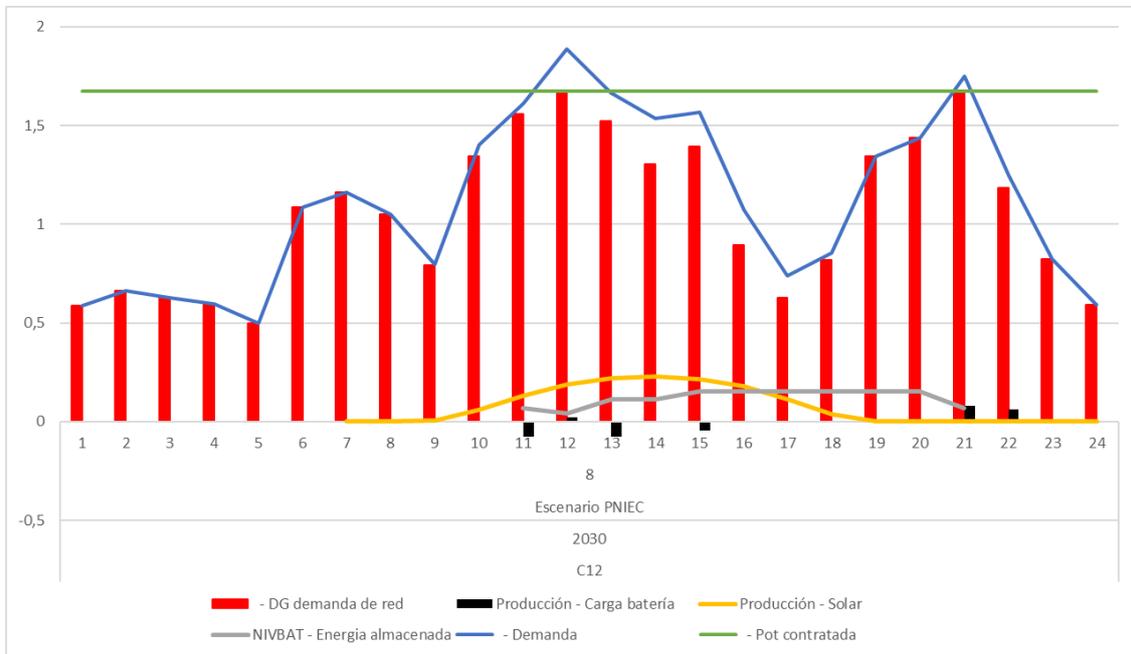


Ilustración 13. Caso 1: Resultados del cliente C12 para el día 8

Se observa como las baterías cargan en las horas 11, 13 y 15 mientras que descargan en las horas 12, 21 y 22. Para analizar el comportamiento estas en detalle, la Ilustración 14 muestra los precios horarios para el octavo día del año 2030

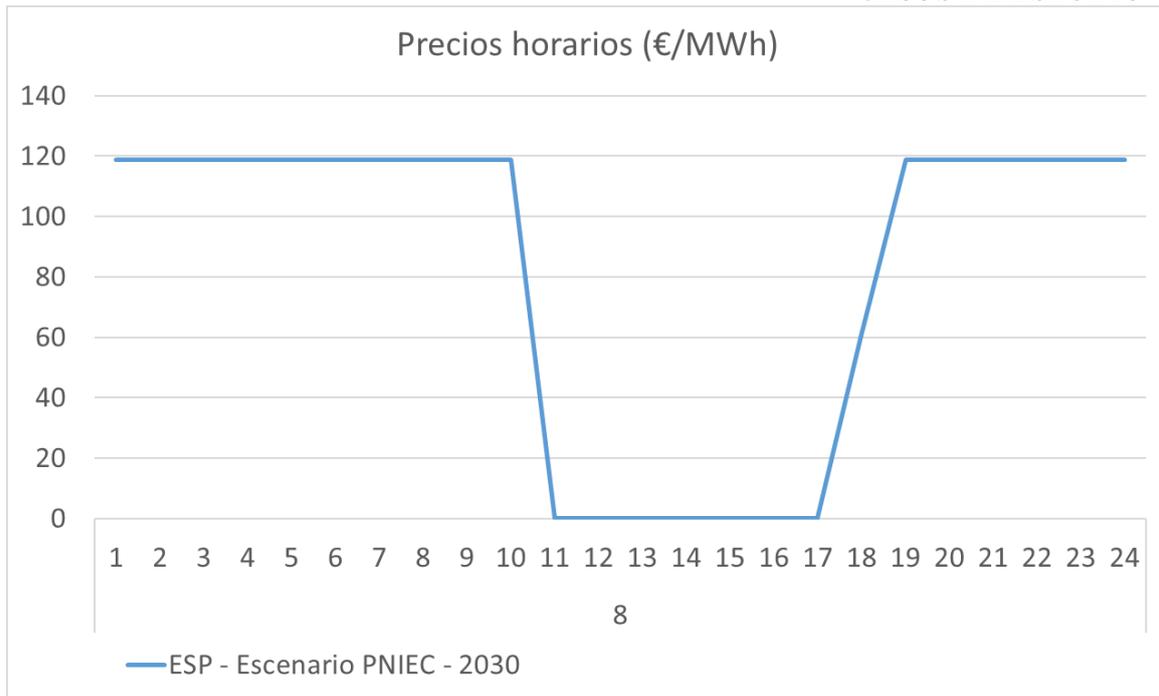


Ilustración 14. Caso 1: Precios horarios día 8 del año 2030

Las baterías cargan en las horas en las que el precio de la energía es cero, por lo que la demanda del cliente aumenta para cargar las baterías sin coste adicional. Sin embargo, se aprecia como la batería del cliente C12 descarga en la hora 12, donde el precio sigue siendo cero. Esa hora coincide con el pico máximo de demanda por parte del cliente, y pese a que el precio de la energía es cero, la descarga de la batería permite que el cliente reduzca el término de potencia contratado, minimizando su coste total. La descarga que se producen en la hora 21 y 22 reduce la demanda de manera que el pico de demanda neta del cliente sea idéntico al de la hora 12.

Se puede concluir en este primer caso de estudio que la capacidad instalada de autoconsumo propuesta por el PNIEC para 2030 no es suficiente como para que los clientes puedan operar de manera aislada.

En los siguientes escenarios se incrementa la potencia de autogeneración instalada tanto en solar como en baterías de autoconsumo para obtener conclusiones sobre una mayor penetración de este.

5.3. CASO 2: ESCENARIO PNIEC x10 POTENCIA INSTALADA

AUTOCONSUMO

5.3.1. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Puesto que los resultados del caso 1, para el año 2030, no muestran suficiente potencia instalada de autogeneración como para poder obtener conclusiones considerando una gran penetración, se plantea incrementar 10 veces la potencia instalada por los auto consumidores (solar y baterías) presentada en el caso 1. La demanda por parte de los auto consumidores no se modifica.

El principal objetivo en este caso de estudio es validar la capacidad del modelo considerando la integración a gran escala de fuentes de autoconsumo.

5.3.2. RESULTADOS

La generación centralizada por tecnología para este segundo caso de estudio se muestra en la Ilustración 15.

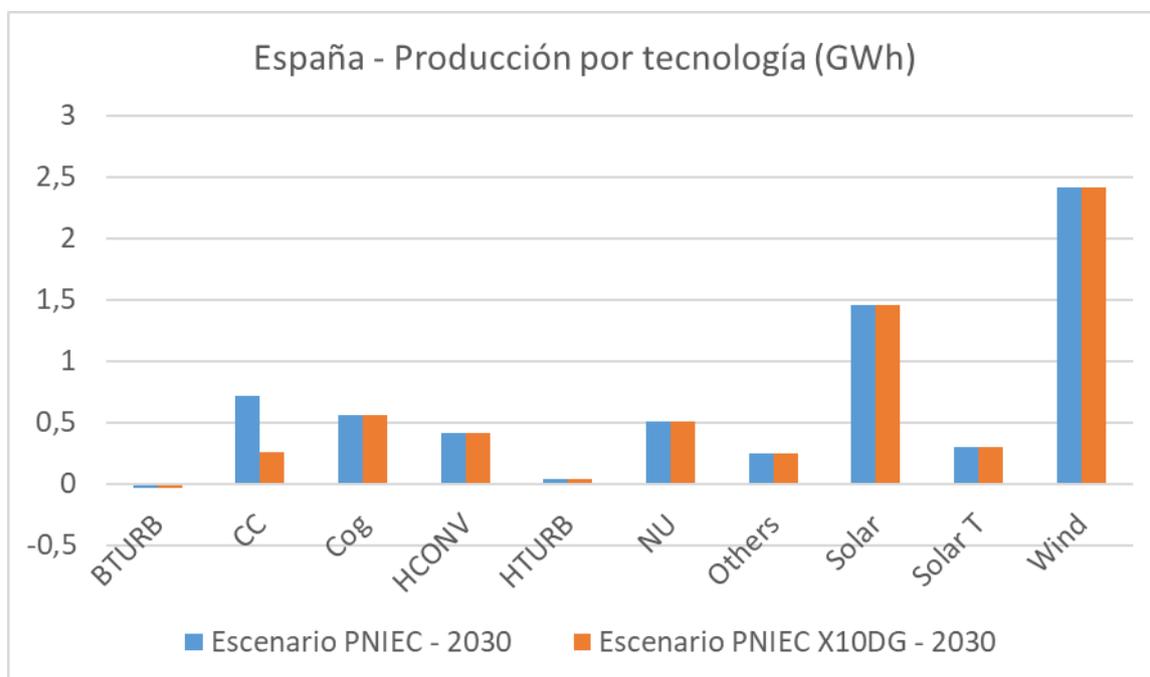


Ilustración 15. Caso 1 vs 2: Producción por tecnología

Al existir una mayor penetración de auto generación renovable, disminuye la energía demandada de la red con respecto al caso base. Por ello, la producción con tecnología CC

se ve reducida notablemente. El resto de las tecnologías no experimentan variación. La Ilustración 16 muestra los precios horarios para el segundo de estudio durante la segunda semana del año 2030.

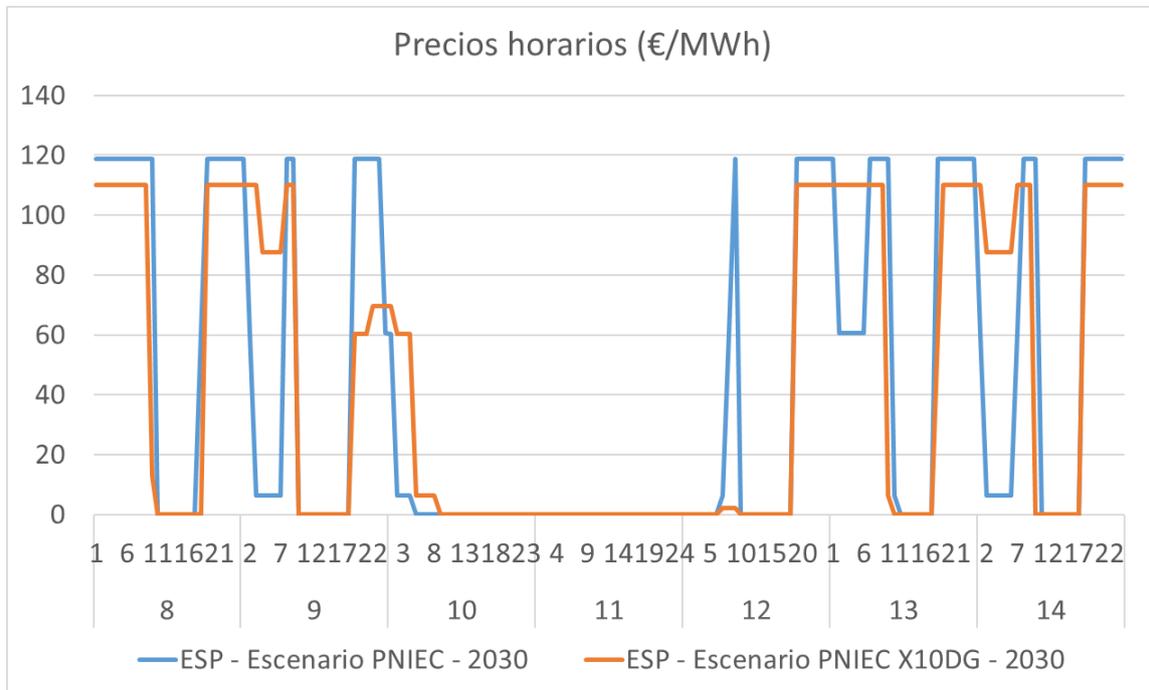


Ilustración 16. Caso 2: Precios horarios

Se aprecia como durante la mayoría de las horas a lo largo de la semana, los precios son menores en el segundo escenario, con una mayor penetración de autogeneración. Esto se debe a una reducción en la demanda total del sistema. Sin embargo, hay que destacar lo que ocurre con los precios al inicio del día 9, inicio del 13 e inicio del 14, donde los precios son mayores en este segundo caso que en el primero.

La diferencia de precios en los tres momentos destacados se debe a una diferencia de generación de la tecnología CC. Al tener una mayor penetración de autogeneración solar (no gestionable), son necesarias más centrales flexibles que permitan arrancar y parar en función de la generación solar de los distintos clientes, considerando los costes de arranques y paradas de estas centrales.

Los resultados que se muestran corresponden a los clientes C03, C09 y C12, con autogeneración solar y baterías, aunque con diferentes capacidades. El cliente C09 solo tiene baterías instaladas.

La Ilustración 17 muestra los horarios para el cliente C03 durante la segunda semana del año 2030.

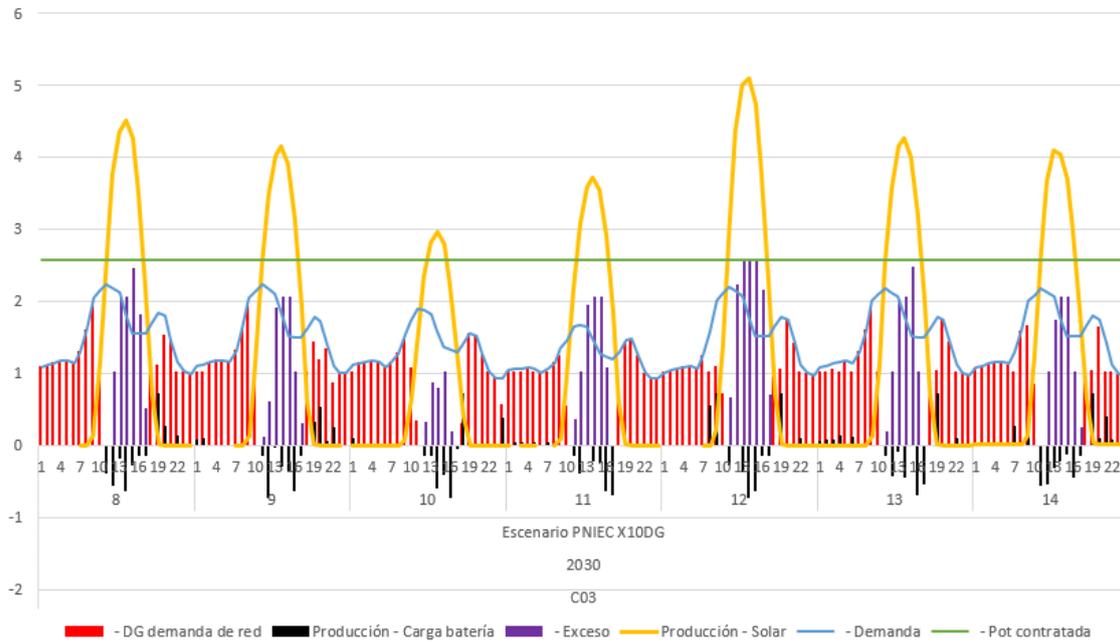


Ilustración 17. Caso 2: Resultados del cliente C03

Se observa la producción solar del cliente C03, durante las horas centrales del día, supera notablemente la demanda. Estos excedentes de energía autogenerada se gestionan de dos maneras diferentes: bien se almacenan en las baterías del cliente siempre que la capacidad de estas lo permita, o se vierten a la red en forma de excesos. Se observa como el cliente C03 vierte una gran cantidad de energía autogenerada excedente a la red durante aquellas horas de mayor producción solar puesto que no toda se puede almacenada en sus baterías.

Cabe destacar frente al primer caso de estudio que en este segundo el cliente C03 no gestiona la batería realizando cargas a lo largo de la noche en las horas en las que el precio es cero. Esto es debido a que los excesos producidos por la autogeneración solar son considerables, y, por tanto, la batería no depende de la red para gestionar de la manera más eficiente sus cargas. Realizando las cargas con los excesos de solar se consigue minimizar los vertidos a la red, y, por tanto, el termino de potencia contratada.

Para describir los resultados en mayor detalle, la Ilustración 18 muestra los resultados del caso 1 y 2 para el cliente C03 el duodécimo día del año 2030, incluyendo también el nivel de energía almacenada por la batería.

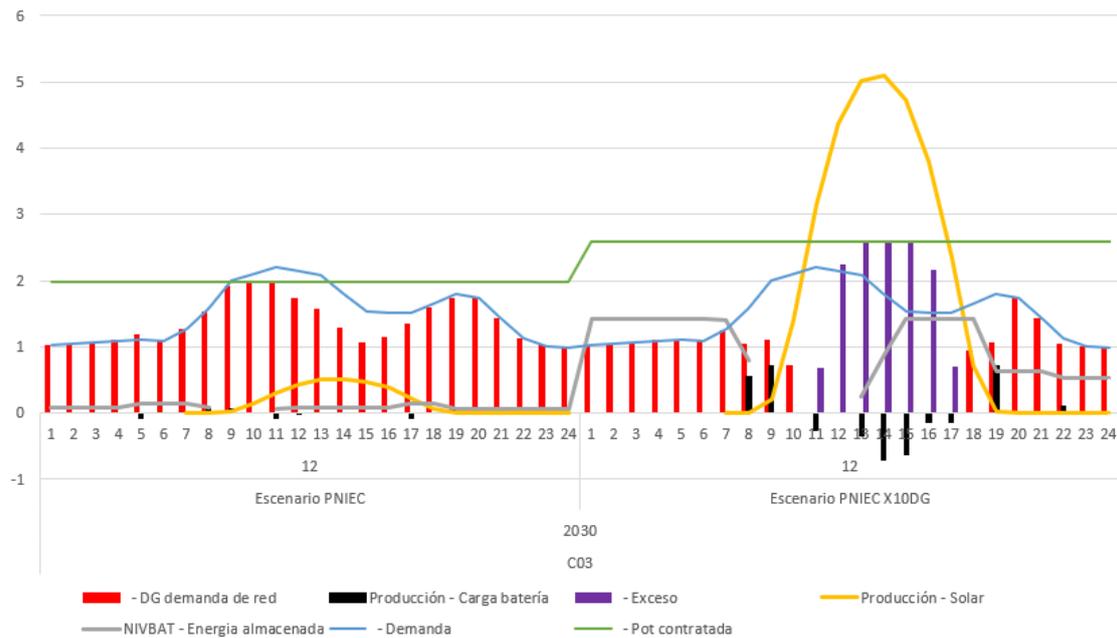


Ilustración 18. Caso 1 vs 2: Resultados del cliente C03 para el día 12

La energía demanda de la red y la total del cliente coinciden en las horas del día donde no hay producción solar ni descarga de baterías. Sin embargo, vemos como desde la hora 11 a la 17, el cliente no depende de la energía suministrada de la red debido a que la autogeneración solar es más que suficiente para cubrir su demanda, a diferencia de lo que sucedía en el primer caso de estudio. Durante estas horas tan solo necesita la red para verter los excesos producidos por la instalación solar, que no son capaces de almacenar las baterías, debido a una capacidad insuficiente. Tanto es así que el termino de potencia contratada mínimo para esta segunda semana del año coincide con la máxima cantidad de excedentes del cliente.

Pese a que la demanda de la red se ha reducido considerablemente en este caso de estudio, el termino de potencia contratado se ha visto incrementado en este caso de estudio. Esto se debe a la gran cantidad de excedentes que se han de verter a la red, tal y como se ha comentado, debido a la falta de capacidad de las baterías. Se estudia en el tercer caso de estudio un incremento en la capacidad de las baterías.

La Ilustración 19 muestra resultados horarios para el cliente C09 durante la segunda semana del año 2030.

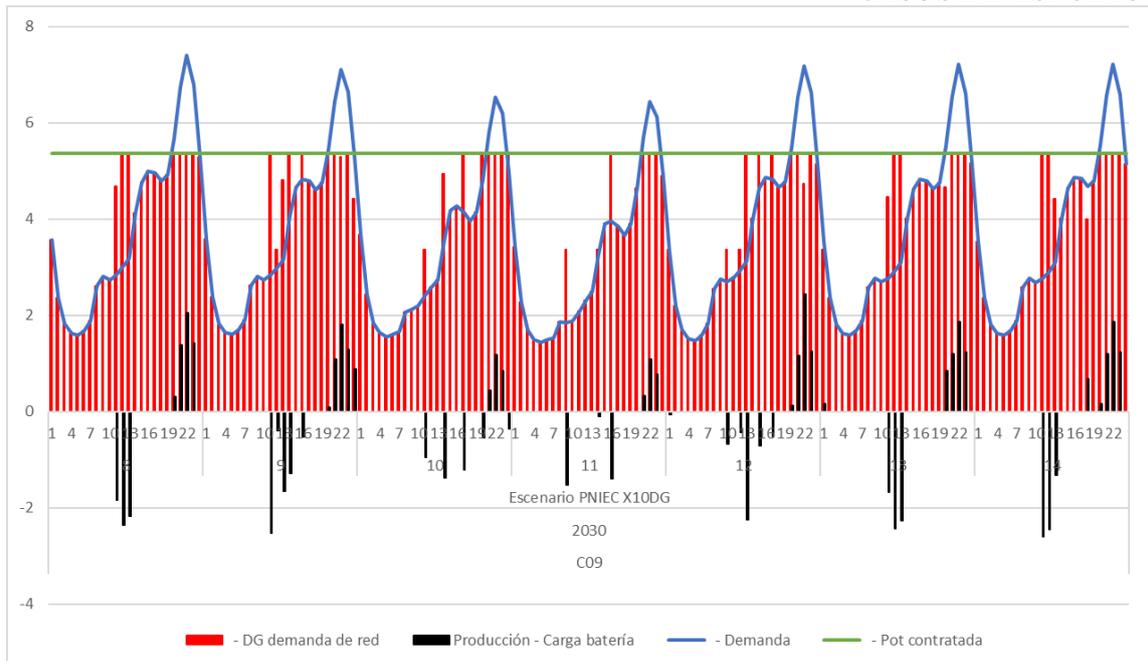


Ilustración 19. Caso 2: Resultados del cliente C09

El cliente C09 posee ahora una mayor capacidad de baterías instalada que en el caso anterior, aunque al no tener solar instalada, realizara la gestión de las cargas y descargas en función de los precios del mercado, para ello se analiza en detalle un día concreto.

La Ilustración 20 muestra la comparativa de resultados entre el primer y el segundo caso de estudio para el cliente C09 para el duodécimo día del año 2030

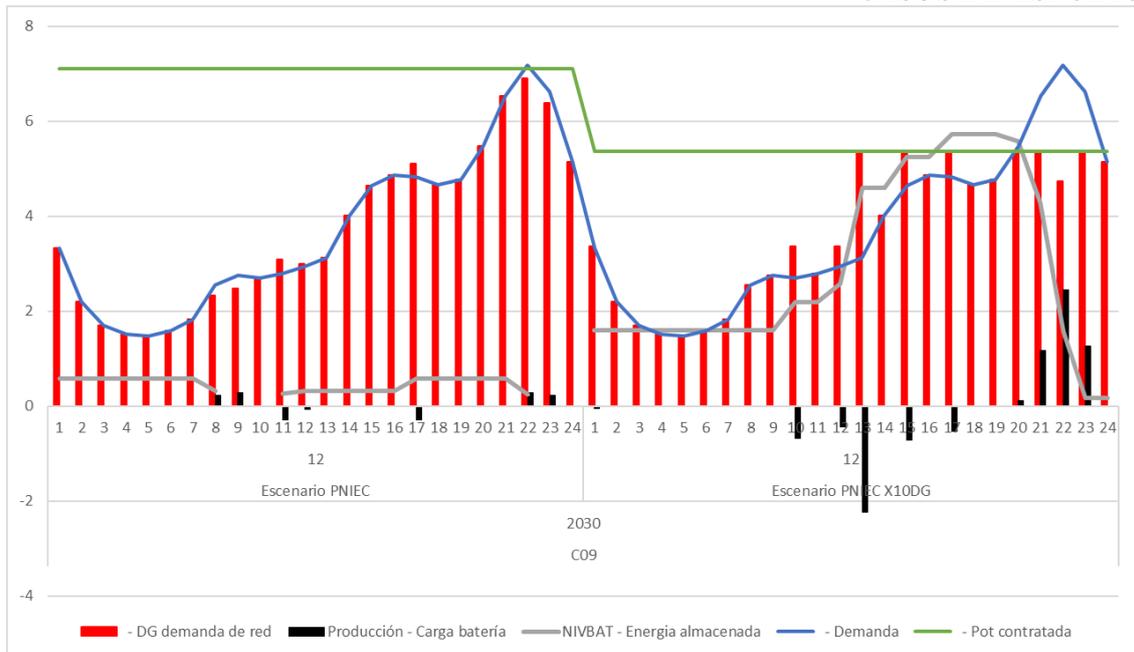


Ilustración 20. Caso 1 vs 2: Resultados del cliente C09 para el día 12

Se observa como la demanda de la red se ha visto reducida por parte del cliente debido a la mayor capacidad de baterías instalada por parte del cliente, y como consecuencia, se reduce el término de potencia contratada.

La batería, en este segundo caso de estudio, carga durante las horas 10, 12, 13, 15 y 17, hasta alcanzar su capacidad máxima, mientras que realiza la descarga casi completa durante las horas 20, 21, 22 y 23.

La Ilustración 21 muestra los precios horarios para el duodécimo día del año 2030

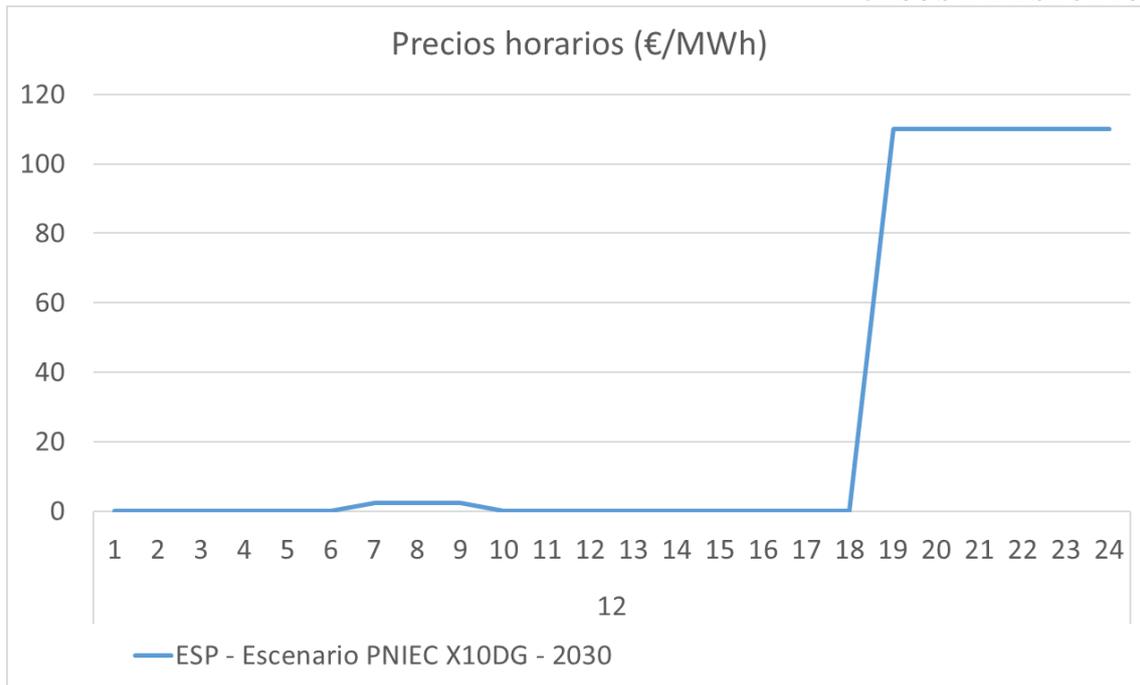


Ilustración 21. Caso 2: Precios horarios día 12 del año 2030

Observando los precios se puede observar cómo las baterías cargan en las horas del día en las que el precio de la energía es cero, 10, 12, 13, 15 y 17; y se descargan en aquellas horas donde el precio es máximo, 20, 21, 22 y 23, minimizando así los costes del cliente.

La Ilustración 22 muestra resultados horarios para el cliente C12 durante la segunda semana del año 2030.

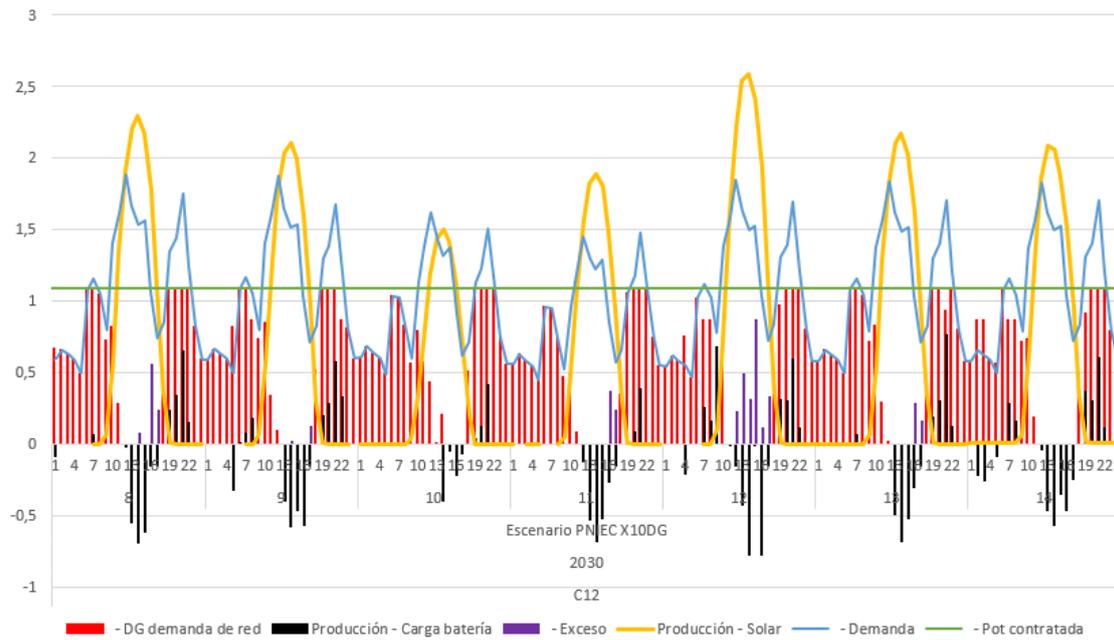


Ilustración 22. Caso 2: Resultados del cliente C12

Al igual que sucedía con el cliente C03, el cliente C12 gestiona las baterías de manera que estas almacenan energía principalmente durante las horas de producción solar. Puesto que la cantidad de excedentes solares en este cliente no son tan elevados como sucedía con el cliente C03, se aprecia como se realizan cargas de la batería en determinadas horas nocturnas. Para estudiar en mayor detalle el comportamiento del cliente C12, la Ilustración 23 muestra la comparativa de resultados entre el primer y el segundo caso de estudio para el cliente C12 para el duodécimo día del año 2030

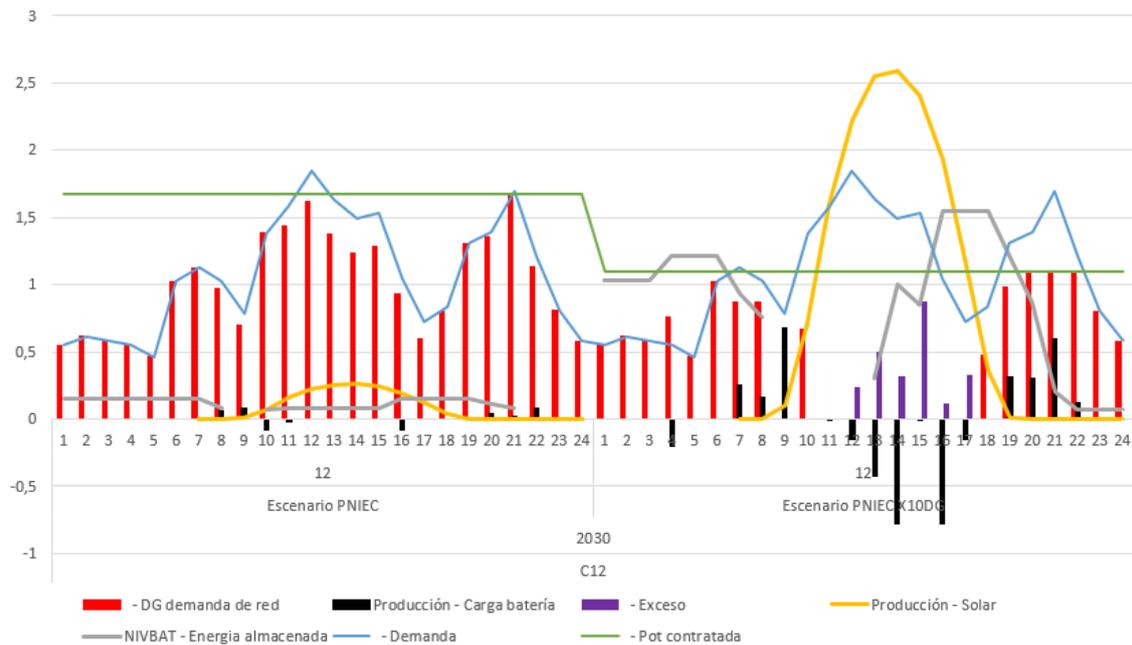


Ilustración 23. Caso 1 vs 2: Resultados del cliente C12 para el día 12

Al igual que sucedía con el cliente C03, la cantidad de energía solar autogenerada durante las horas centrales del día en el segundo caso de estudio excede la demanda del cliente, por lo que el éste no depende de la red para satisfacerla. Estos excedentes mencionados son menores que los mostrados para el cliente C03.

Cabe destacar, que la batería se carga principalmente durante las horas centrales del día, aunque también lo hace en la hora 4, donde obviamente, no existe autogeneración solar. Esto se debe a que tal y como se ha mostrado en la Ilustración 21 durante dicha hora del día el precio es cero.

Respecto al termino de potencia contratado, este se reduce en el segundo caso de estudio debido a la capacidad de las baterías para poder almacenar gran parte de los excedentes generados, a diferencia de lo presentado para el cliente C03. La alta autogeneración solar y la gestión de las baterías ha permitido reducir el pico de demanda de la red por parte del cliente.

Se puede afirmar que, en determinados casos, incluso puede ser perjudicial la maximización de potencia solar instalada sin una instalación de baterías correctamente dimensionada que pueda respaldarla, tal y como se aprecia para el cliente C03.

5.4. CASO 3: ESCENARIO PNIEC x10 SOLAR AUTOCONSUMO Y X20 EN ALMACENAMIENTO DE AUTOCONSUMO

5.4.1. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Este escenario incrementa en 10 veces la potencia solar instalada (al igual que en el segundo caso de estudio) y en 20 veces la capacidad de almacenamiento por cliente. La demanda por parte de los consumidores no se modifica.

En el presente caso de estudio se pretende observar el cambio en el comportamiento de los clientes en el caso de que dispongan de capacidad de almacenamiento suficiente para poder gestionar de una manera más eficiente la energía solar producida, así como la que se demanda de la red por parte de los clientes.

5.4.2. RESULTADOS

La generación centralizada por tecnología para el tercer caso de estudio se muestra en la Ilustración 24

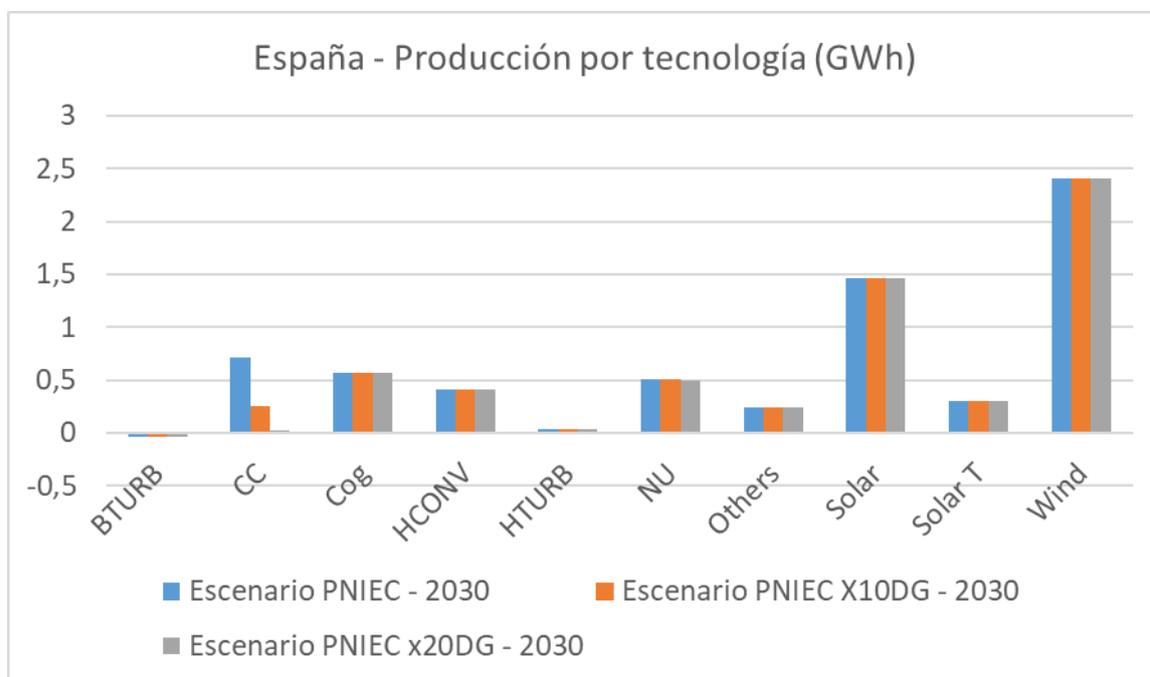


Ilustración 24. Caso 1 vs 2 vs 3: Producción por tecnología

Debido al aumento de penetración de baterías en los diferentes clientes, se reduce la producción de la tecnología CC, dado que pueden suministrar la energía almacenada en

aquellas horas más caras, donde se encuentra produciendo la tecnología CC. Al igual que en el caso anterior, la generación del resto de tecnologías no se ve alterada. La Ilustración 25 muestra los precios horarios para el tercer de estudio durante la segunda semana del año 2030.

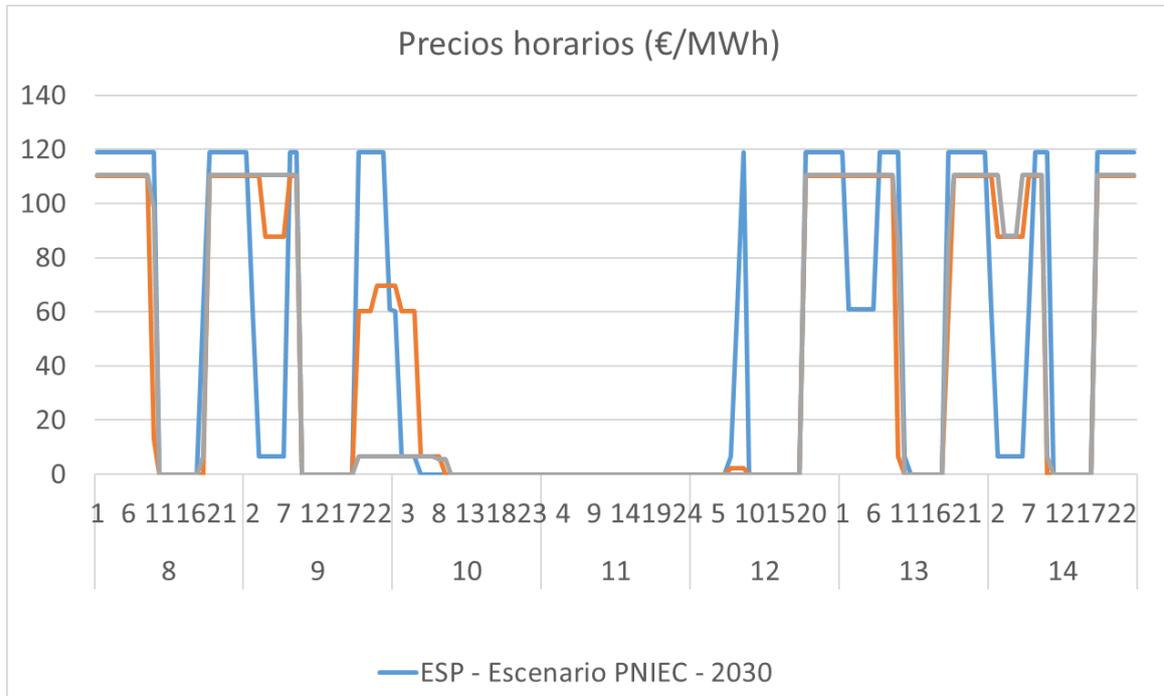


Ilustración 25. Caso 3: Precios horarios

Al igual que en el caso anterior, se aprecia como durante la mayoría de las horas a lo largo de la semana, los precios son menores en el tercer escenario que en el caso base. Con respecto al segundo escenario, el precio es bastante similar durante la semana, excepto determinadas horas como el final del día 9 o el inicio del 10. Esto se debe a la mayor penetración de baterías, que permiten almacenar energía en determinadas horas para conseguir reducir el consumo en otras y, por consiguiente, reducir el precio.

Los resultados que se muestran corresponden a los clientes C03, C09 y C12, con autogeneración solar y baterías, aunque con diferentes capacidades. El cliente C09 solo tiene baterías instaladas.

La Ilustración 26 muestra los resultados los resultados horarios para el cliente C03 durante la segunda semana del año 2030.

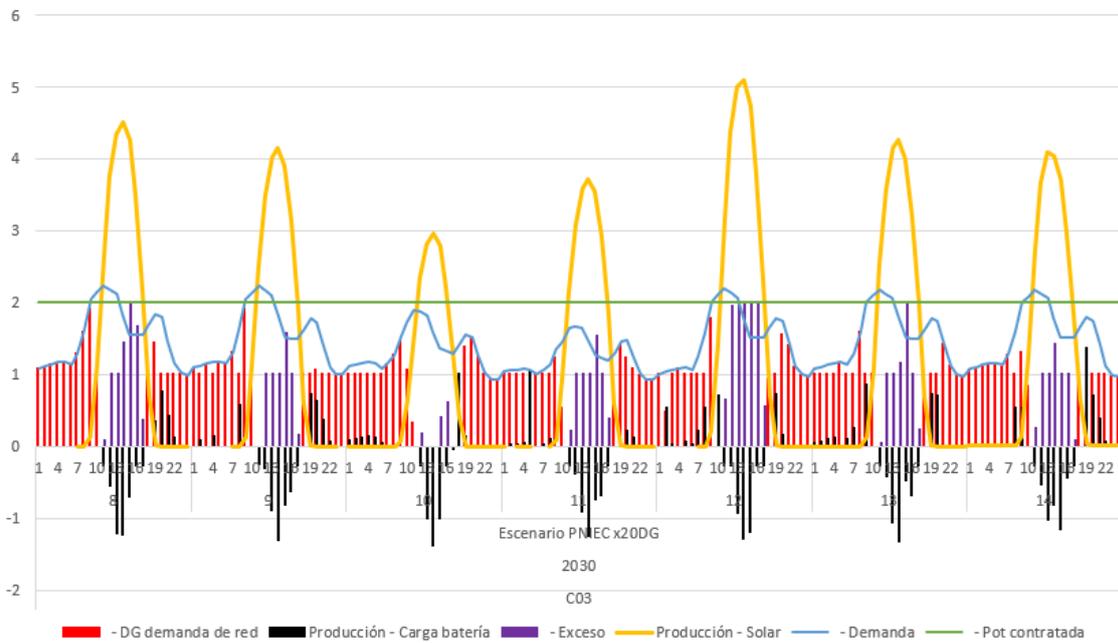


Ilustración 26. Caso 3: Resultados del cliente C03

En este tercer caso de estudio, al incrementar la capacidad de las baterías, altera notablemente, sobre todo respecto a los excesos, el comportamiento del cliente. Para analizar en detalle este tercer caso frente al segundo, la Ilustración 27 muestra los resultados para el décimo día del año 2030, tanto para el segundo como para el tercer caso de estudio, correspondientes al cliente C03.

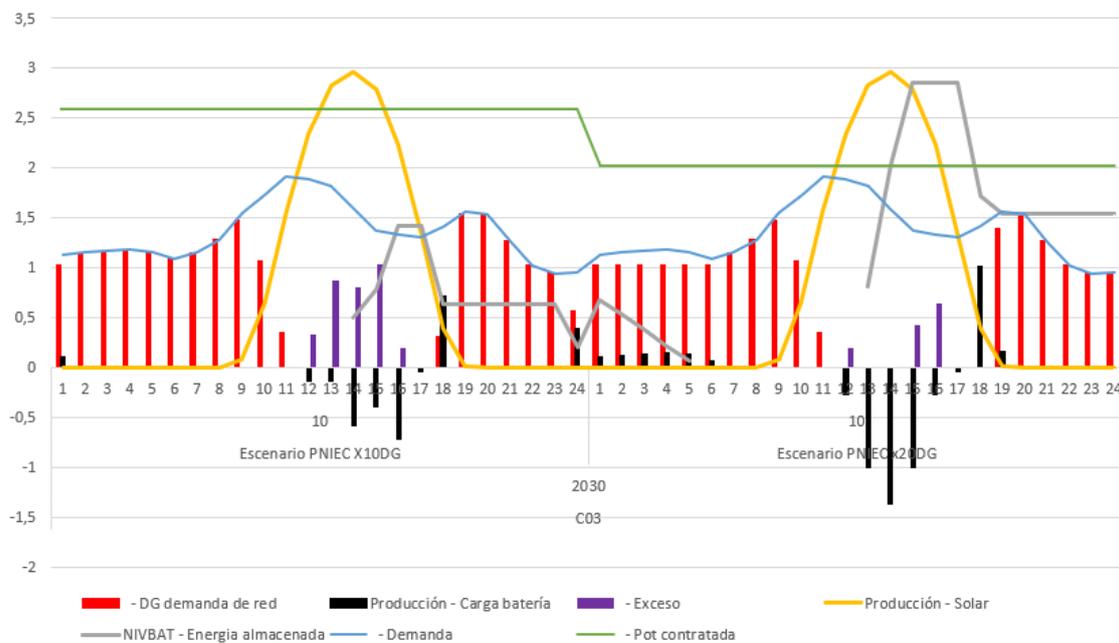


Ilustración 27. Caso 2 vs 3: Resultados del cliente C03 para el día 10

El incremento en la capacidad instalada de baterías tiene como consecuencia dos conclusiones interesantes. En primer lugar, la cantidad de excedentes que son vertidos a red disminuyen debido a una mayor capacidad de las baterías en este último caso, al igual que también permite que la demanda de la red se vea reducida en las horas 1,2,3,4,5, 18 y 19. En segundo lugar, respecto al termino de potencia contratada, una mejor gestión de los excesos permite reducir los picos de demanda de la red, reduciendo la potencia contratada.

La Ilustración 28 muestra los resultados horarios para el cliente C09 durante la segunda semana del año 2030.

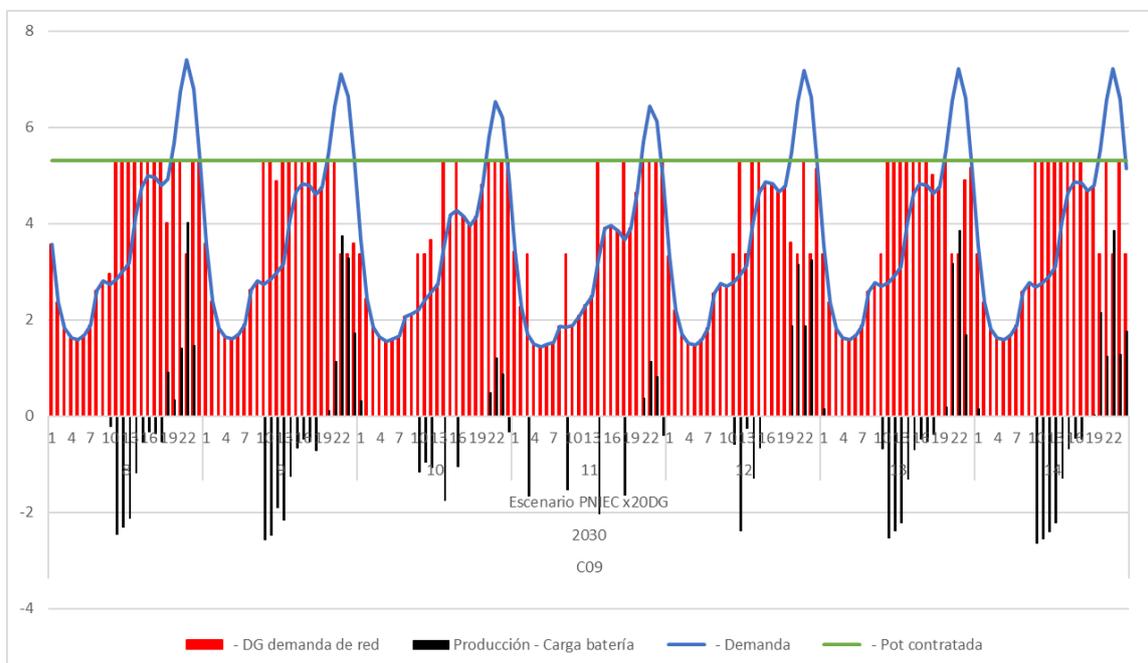


Ilustración 28. Caso 3: Resultados del cliente C09

Para comprobar las horas y descarga de la batería en función de los precios, la Ilustración 29 muestra los resultados para el duodécimo día del año 2030, tanto para el segundo como para el tercer caso de estudio, correspondientes al cliente C09.

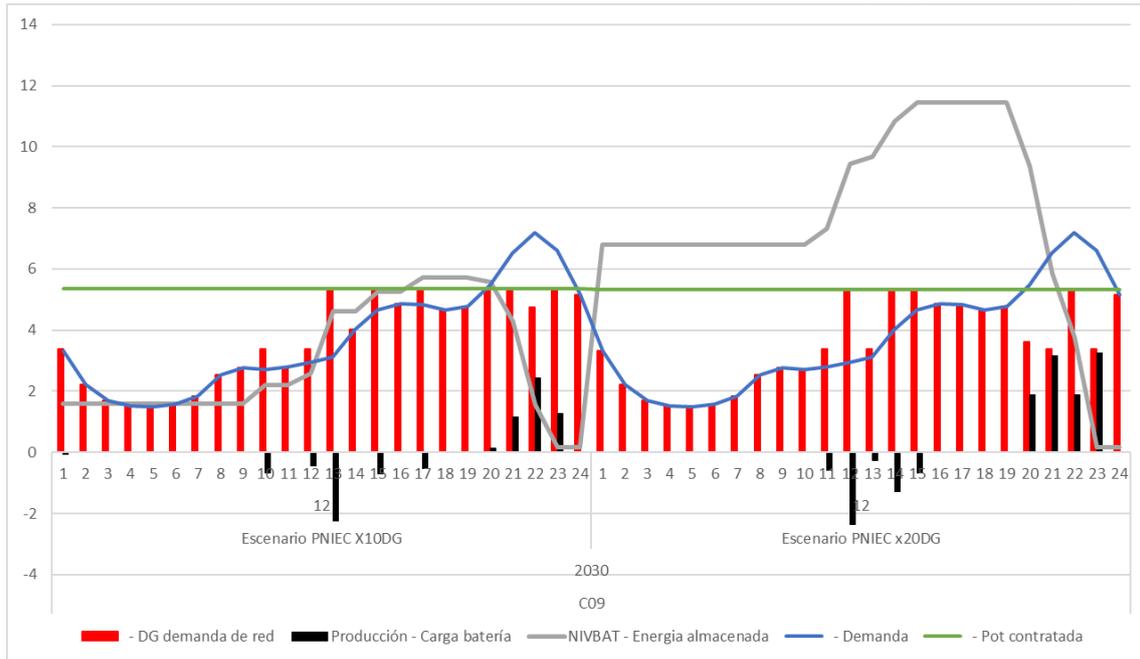


Ilustración 29. Caso 2 vs 3: Resultados del cliente C09 para el día 12

Pese a que se ha duplicado la capacidad de las baterías, con respecto a la instalada en el segundo caso de estudio, el término de potencia contratada no se ha visto reducido. Se observa como la demanda de la red por parte del cliente lo ha hecho durante las horas 20, 21 y 23. Para que el término de potencia se vea reducido, la capacidad de baterías instalada ha de ser superior a la considerada en el presente caso de estudio.

La Ilustración 30 muestra los precios para el duodécimo día del año 2030

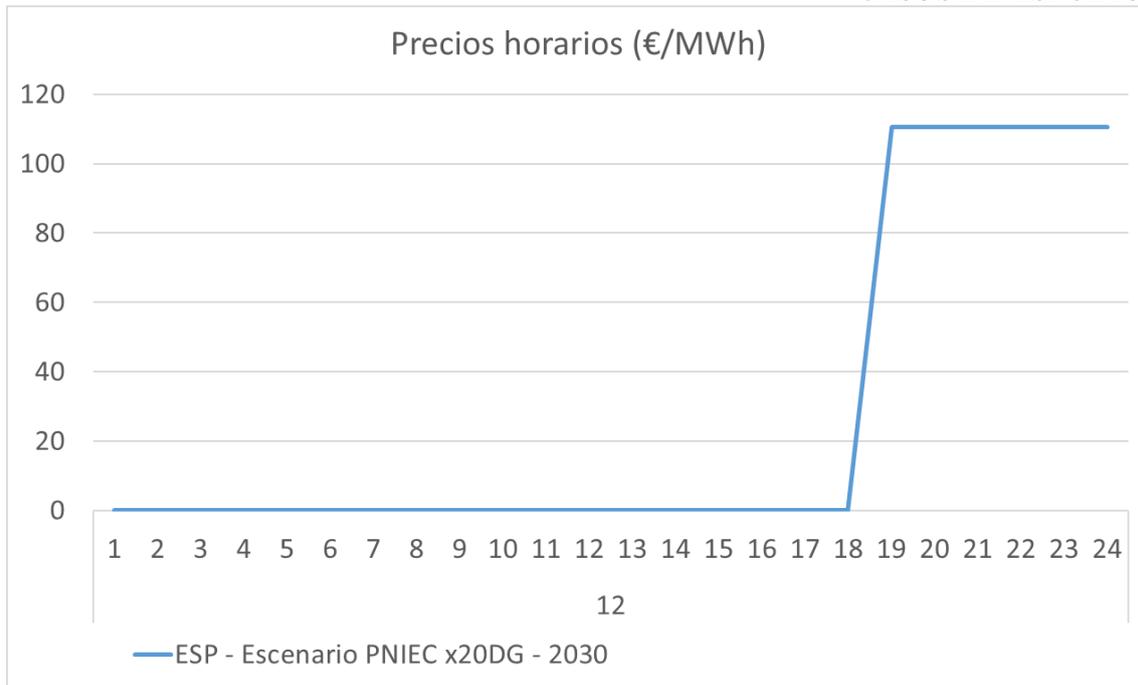


Ilustración 30. Caso 3: Precios horarios día 12 del año 2030

Observando los precios se puede observar cómo las baterías cargan en las horas del día en las que el precio de la energía es cero, 11, 12, 13 y 14; y se descargan en aquellas horas donde el precio es máximo, 20, 21, 22 y 23, minimizando los costes del cliente.

La Ilustración 31 muestra los resultados horarios para el cliente C09 durante la segunda semana del año 2030.

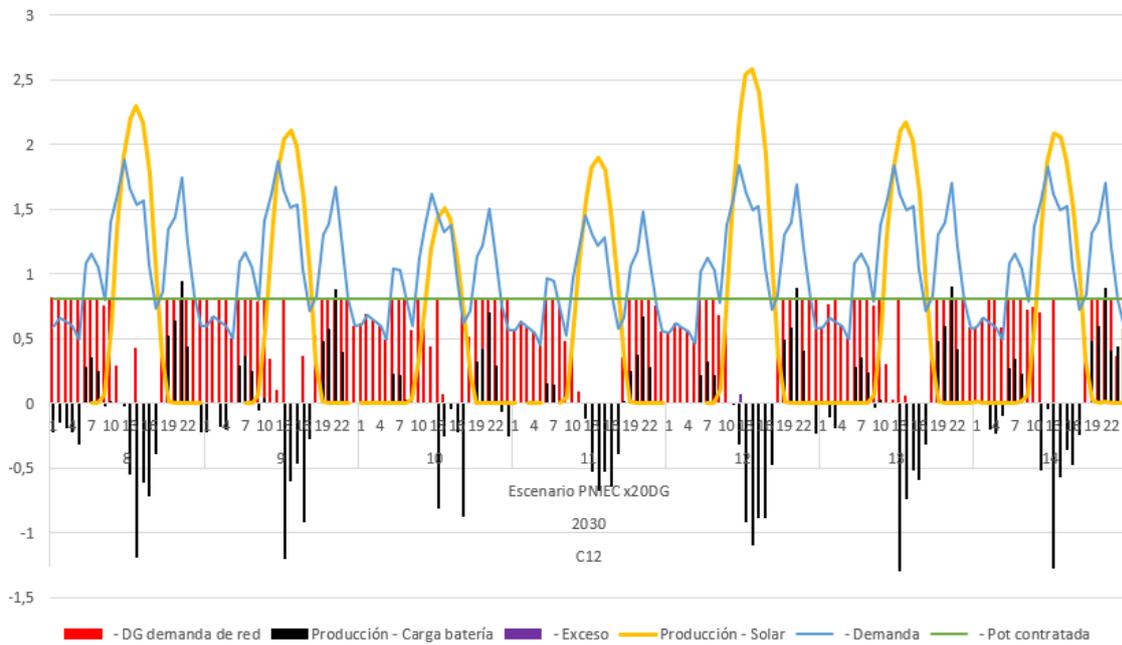


Ilustración 31 Caso 3: Resultados del cliente C12

En este caso de estudio, al aumentar la capacidad de la batería, los excesos se ven prácticamente reducidos a cero. Tan solo existe una pequeña cantidad de vertidos en las horas centrales del día 12. Cabe destacar como en determinados días como pueden ser los días 8, 9, 10, 13 y 14, pese a que la autogeneración solar por parte del cliente es suficiente como para satisfacer la demanda, se continúa demandando energía de la red para poder cargar las baterías. Para poder observar este comportamiento más en detalle, la Ilustración 32 muestra los resultados para el décimo día del año 2030, tanto para el segundo como para el tercer caso de estudio, correspondientes al cliente C12.

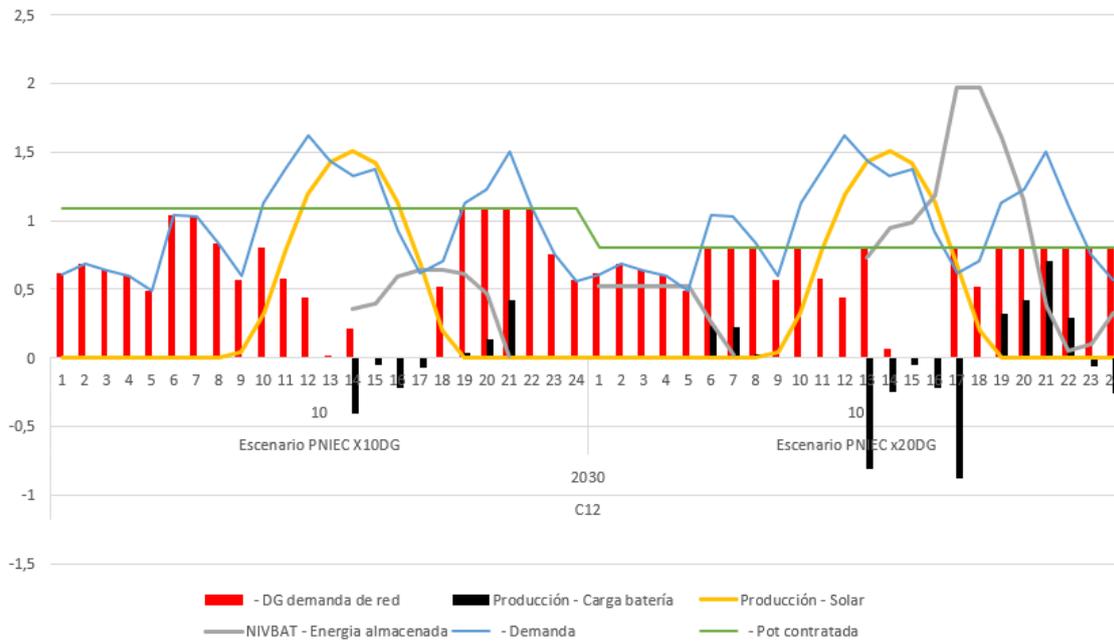


Ilustración 32. Caso 2 vs 3: Resultados del cliente C09 para el día 12

En relación con el término de potencia contratada, se ha reducido debido al aplanamiento en la curva de demanda de la red gracias a la gestión de carga y descarga de las baterías al tener una capacidad superior a las del segundo caso de estudio.

Durante las horas 13 y 17, pese a que la autogeneración solar es idéntica a la del caso anterior, la demanda de energía de la red se ha visto incrementada notablemente. Al tener las baterías en este último caso una mayor capacidad, son lo suficientemente grandes como para poder almacenar la energía de los excesos producidos por la autogeneración solar, además de para realizar arbitraje de energía, comprando esta también de la red. Para detallar este comportamiento, la Ilustración 33 muestra los precios horarios del día 10.

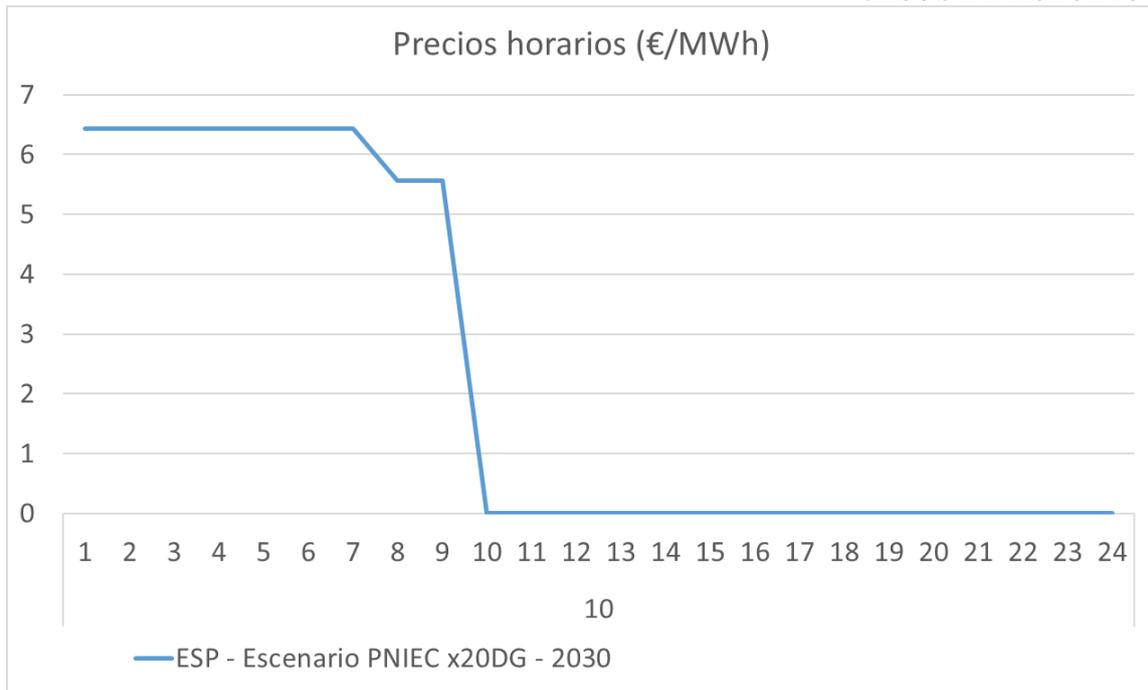


Ilustración 33. Caso 3: Precios horarios día 10 del año 2030

Durante las horas 13 y 17 el precio de la energía es cero, por lo que la capacidad que resta de los excedentes almacenados se carga con energía demandada de la red sin coste. Esta energía comprada a coste cero, es descargada en aquellas horas en las que se pretende reducir el pico de demanda, reduciendo así el termino de potencia contratada (horas 19, 20, 21 y 22).

Se puede así concluir que un incremento significativo de la capacidad instalada en baterías cobra bastante sentido en aquellos clientes que tienen más potencia solar instalada que energía demandan de la red, de forma que puedan gestionar sus excedentes de una manera más eficiente, logrando así una minimización en sus costes, tanto en relación al termino de potencia contratada como a la energía comprada de la red.

6. CONCLUSIONES

La estrategia energética de la Unión Europea y los Planes Nacionales de Energía y Clima de los países europeos incluyen diferentes estrategias de descarbonización para combatir el cambio climático, con objetivos ambiciosos para el sector energético. En los próximos años, se espera un aumento considerable de la presencia de energías renovables y almacenamiento en la combinación energética de la Unión Europea. Con este fin, una de las estrategias propuestas es la descentralización de la generación de energía.

Estas iniciativas, junto con el costo cada vez más competitivo de las tecnologías renovables y la creciente conciencia ambiental de la sociedad, han dado lugar a la aparición de comunidades de energía renovable.

En los diversos casos de estudio realizados en este documento, sin considerar costes de inversión ni operación al encontrarse fuera del alcance final, se pueden extraer conclusiones globales que destacan la importancia de una gestión efectiva del autoconsumo y su almacenamiento en el sistema eléctrico español. Las conclusiones pueden diferir frente a otros estudios en los que se consideran estos costes.

En todos los casos las baterías desempeñaron un papel fundamental en la gestión del autoconsumo. La optimización de las baterías permitió reducir los picos de demanda y minimizar los costos asociados con los términos de potencia contratada, lo que resulta en una mayor eficiencia económica. Los casos de estudio con mayor penetración de almacenamiento demostraron un mayor aprovechamiento de los excedentes producidos por la autogeneración solar de los clientes. Un mayor almacenamiento permitió reducir significativamente los excedentes y la dependencia de la red, optimizando así la utilización de la energía generada, aunque probablemente, con mayores costos de inversión.

Los clientes con capacidad solar pueden aprovechar los excedentes de producción para realizar cargas de las baterías, reduciendo así su demanda de la red y tendiendo a una operación en modo isla, mientras que aquellos sin capacidad solar dependen en mayor medida de la red. Sin embargo, en situaciones donde la generación solar excede la

demanda y la capacidad de almacenamiento, se destaca la importancia de equilibrar adecuadamente estos dos factores. Sin considerar costes de operación e inversión se puede concluir que un exceso de generación solar sin una capacidad de almacenamiento correctamente dimensionada puede llevar a excedentes no deseados y costos adicionales.

Es importante resaltar también el impacto derivado de una mayor adopción de la autogeneración en la producción de energía y precios. En relación con las tecnologías de generación, se observa que un aumento en la autogeneración conlleva a una reducción en la generación mediante aquellas tecnologías que emiten CO₂, lo cual resulta esencial para el cumplimiento de los objetivos establecidos por la Unión Europea. En lo que respecta a los precios, una mayor penetración de la autogeneración conlleva a un incremento en la cantidad de horas en la que los precios se encuentran en niveles cercanos a cero. No obstante, es importante considerar que, a mayor penetración de autogeneración solar (no gestionable), mayor flexibilidad por parte de las centrales térmicas es necesaria, con sus correspondientes costos de arranque y parada, lo que resulta en un aumento de los picos de precios máximos.

En resumen, los casos de estudio destacan la importancia de una gestión cuidadosa del autoconsumo y su almacenamiento para lograr una mayor eficiencia económica y reducir el impacto en la red eléctrica. El equilibrio entre la generación solar, la capacidad de almacenamiento y la gestión de las baterías resulta crucial para optimizar los beneficios del autoconsumo y avanzar hacia un sistema eléctrico más sostenible y rentable. Estudios futuros han de considerar costos de inversión y operación, pudiendo así obtener conclusiones totalmente firmes en relación con la rentabilidad de los equipos y ahorro final de los clientes.

7. REFERENCIAS

- [1] «Borrador para la actualización del PNIEC 2023-2030 (3).pdf».
- [2] «De que depende el precio de la luz: así sube y baja el precio de la electricidad», *Endesa*. <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/de-que-depende-el-precio-de-la-luz> (accedido 24 de noviembre de 2022).
- [3] B. C. G. BCG, «Análisis del potencial impacto económico del autoconsumo en el sistema eléctrico español». septiembre de 2015.
- [4] J. M. Roldán-Fernández, M. Burgos-Payán, y J. M. Riquelme-Santos, «Impact of domestic PV systems in the day-ahead Iberian electricity market», *Sol. Energy*, vol. 217, pp. 15-24, mar. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.01.065.
- [5] J. M. Roldan-Fernandez, C. Gómez-Quiles, A. Merre, M. Burgos-Payán, y J. M. Riquelme-Santos, «Cross-Border Energy Exchange and Renewable Premiums: The Case of the Iberian System», *Energies*, vol. 11, n.º 12, Art. n.º 12, dic. 2018, doi: 10.3390/en11123277.
- [6] J. M. Roldán Fernández, M. Burgos Payán, y J. M. Riquelme Santos, «Profitability of household photovoltaic self-consumption in Spain», *J. Clean. Prod.*, vol. 279, p. 123439, ene. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.123439.
- [7] S. Doménech Martínez, Fco. A. Campos, J. Villar, y M. Rivier, «An equilibrium approach for modeling centralized and behind-the-meter distributed generation expansion», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 184, p. 106337, jul. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106337.
- [8] A.-L. Klingler, «Self-consumption with PV+Battery systems: A market diffusion model considering individual consumer behaviour and preferences», *Appl. Energy*, vol. 205, pp. 1560-1570, nov. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.159.
- [9] «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Autoconsumo de energía eléctrica». <https://energia.gob.es/electricidad/autoconsumo-electrico/Paginas/autoconsumo.aspx> (accedido 24 de noviembre de 2022).
- [10] J. Villar, E. Salas, y Fco. A. Campos, «Combined Penetration of Wind and Solar Generation with Plug-in Electric Vehicles», *Energy Procedia*, vol. 106, pp. 59-72, dic. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.12.105.
- [11] Fco. A. Campos, S. Doménech, y J. Villar, «Endogenous secondary reserves requirements in long-term electricity generation models», en *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, jun. 2017, pp. 1-5. doi: 10.1109/EEM.2017.7981897.
- [12] P. González, J. Villar, C. A. Díaz, y Fco. A. Campos, «Hourly energy and reserve joint dispatch with a hydro-thermal technological based representation», en *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, may 2013, pp. 1-8. doi: 10.1109/EEM.2013.6607286.
- [13] S. D. Martinez, Fco. A. Campos Fernandez, M. R. Abbad, y J. villar Collado, «Joint Centralized and Distributed Electricity Generation Expansion in a Decarbonized Scenario: The Spanish Case», en *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, jun. 2018, pp. 1-5. doi: 10.1109/EEM.2018.8469911.
- [14] «20130409_network-tariffs-paper_final_to_publish.pdf». Accedido: 29 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: http://www.elecpor.pt/pdf/20130409_network-tariffs-paper_final_to_publish.pdf
- [15] «Informe del Sistema Eléctrico Español 2019».
- [16] «Energía hidráulica: generación anual en España 2010-2022», *Statista*. <https://es.statista.com/estadisticas/1004266/generacion-hidraulica-en-espana/> (accedido 25 de agosto de 2023).

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA (ICAI)
MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERIA INDUSTRIAL

REFERENCIAS

- [17] C.Monforte, «El gobierno cierra el calendario con las fechas de clausura de cada central nuclear», 11 de febrero de 2019. [En línea]. Disponible en: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160_807281.html
- [18] D.C.Minaya, «Lo bueno y lo malo del apagon del carbon y la nuclear», 26 de febrero de 2019. [En línea]. Disponible en: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/25/companias/1551117531_788571.html
- [19] «ENTSO-E Transparency Platform». <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> (accedido 23 de abril de 2023).
- [20] I. H. Gonzalez, K. Kanellopoulos, M. D. Felice, y A. Bocin, «JRC Open Power Plants Database (JRC-PPDB-OPEN)», jul. 2019, Accedido: 21 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://data.europa.eu/89h/9810feeb-f062-49cd-8e76-8d8cfd488a05>
- [21] «Home - AleaSoft Energy Forecasting». <https://aleasoft.com/> (accedido 17 de junio de 2023).
- [22] «¿Cómo influye la energía nuclear en el medio ambiente?», *Foro Nuclear*. <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-energia-nuclear-y-medio-ambiente/como-influye-la-energia-nuclear-en-el-medio-ambiente/> (accedido 23 de abril de 2023).
- [23] «REData - No renovables detalle emisiones CO2 | Red Eléctrica». <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2> (accedido 23 de abril de 2023).
- [24] «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030». <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx> (accedido 23 de mayo de 2023).
- [25] «atlas_indel_ree.pdf». Accedido: 11 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/atlas_indel_ree.pdf
- [26] «Inicio | Idae». <https://www.idae.es/> (accedido 11 de agosto de 2023).
- [27] «Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible». <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> (accedido 24 de noviembre de 2022).

ANEXO I. ALINEACIÓN CON OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible pretenden que todos los países se comprometan a cuidar el medioambiente. Dada la necesidad básica de consumir energía en nuestro día a día, sería un gran avance para la sociedad la producción de energía cada vez más limpia, procedente de diversas fuentes renovables como eólica o solar, entre otras.

La generación de energía es una de las actividades que emite mayores cantidades de gases de efecto invernadero a la atmósfera. La combustión de combustibles fósiles también genera contaminantes que dañan la salud humana y el medio ambiente. Aproximadamente 2/3 de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero están ligadas a la generación de energía por combustibles fósiles.

El autoconsumo es por tanto uno de los comportamientos que impulsan gobiernos y compañías privadas, para cumplir con estos ODS, además de para su propio beneficio. Como se ha comentado anteriormente, debido al aumento de la instalación de sistemas de autoconsumo en diversos hogares, fábricas y comunidades energéticas (más de un 100% de crecimiento en España entre 2020 y 2021), se ha de conocer el impacto que esto tendrá finalmente en el mercado eléctrico, así como en la factura final de los consumidores.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA (ICAI)
MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERIA INDUSTRIAL
ANEXO IV. RESULTADOS DEL ESCENARIO PNIEC x10 SOLAR Y x20 EN
ALMACENAMIENTO DE AUTOCONSUMO



Ilustración 34. Objetivos de Desarrollo Sostenible

Concretando, entre los objetivos con los cuales se alinea nuestro proyecto se puede destacar el nº 7 (energía asequible y no contaminante) dado que el autoconsumo es una de las principales fuentes de generación de energía a coste 0, obviando la inversión inicial, además de no contaminante durante el proceso de generación.

También se alinea con el nº 11 (ciudades y comunidades sostenibles), nº 12 (producción y consumo responsables) debido a las características comentadas anteriormente del autoconsumo, junto a la intención de obtener una reducción del precio final de la factura como consumidores, hará que el consumo sea responsable, además de que las ciudades y comunidades energéticas sean sostenibles debido a la reducción de emisión de gases contaminantes [27]