



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

CREACIÓN Y USO DE HERRAMIENTA PARA EL  
ESTABLECIMIENTO DE CAMPAÑAS DE VENTA DE  
ELECTRICIDAD

Autor: Pablo Fernández Freige

Director: Andrés Fernández Ramos

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título creación y uso de herramienta para el establecimiento de campañas de venta de electricidad

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/2025 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.: Pablo Fernández Freige

Fecha: 22/08/2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Andrés Fernández Ramos

Fecha: 22/08/2025



## **AGRADECIMIENTOS:**

Agradezco a mi tutor Andrés Fernández Ramos por la guía que ha supuesto en la elaboración de este proyecto y el conocimiento que me ha transmitido. Gracias por su tiempo y su paciencia. También agradezco a mi hermana Natalia Fernández Freige por sus consejos y evaluaciones a lo largo de este tiempo de elaboración del proyecto.

# CREACIÓN Y USO DE HERRAMIENTA PARA EL ESTABLECIMIENTO DE CAMPAÑAS DE VENTA DE ELECTRICIDAD

- **Autor:** Fernández Freige, Pablo.
- **Director:** Fernández Ramos, Andrés.
- **Entidad Colaboradora:** ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO:

Este proyecto consiste en la creación y uso de una herramienta de creación de campañas de venta de electricidad. Esta herramienta es un producto disponible para empresas comercializadoras. La herramienta permite a los usuarios establecer precios óptimos en las campañas de comercialización en función de varias variables. Estas variables son el número de clientes por tarifa y tipo de contrato, el consumo medio anual, el "fee" de comercialización para clientes indexados y resultados financieros esperados. Para ello se han reunido todos los componentes del precio final, se ha desarrollado un modelo de previsión de costes futuros, se ha implementado el perfil de consumo de electricidad de los clientes, se ha desarrollado la inclusión de datos por campaña para determinar resultados, se ha determinado una lógica para determinar los precios en cada periodo de facturación en las tarifas y se ha utilizado un programa de optimización del precio final de la tarifa. Con la herramienta constituida se ha evaluado su potencial con tres casos de uso. Estos casos demuestran como el usuario puede determinar los precios que debe tener la campaña para obtener unos resultados financieros determinados.

**PALABRAS CLAVE:** electricidad, comercialización, herramienta, campañas, ventas, consultoría, precios, objetivos, clientes, indexado, margen, resultados, energía.

## 1. Introducción

El negocio de la comercialización es un sector que requiere de un diseño de precios cuidadoso. Esto se debe a la dificultad que presenta el producto vendido en añadir valor al cliente en función de la empresa que se lo venda. Es por ello por lo que la importancia en el establecimiento de los precios de las campañas que saca una empresa es vital. La competencia es alta y precios mal definidos pueden provocar una pérdida de clientes significativa o una captación inferior a la necesaria para cumplir con los objetivos globales. En este capítulo se detallan principalmente todos los componentes del precio final y como estos son indispensables para el buen funcionamiento del sistema eléctrico nacional.

## **2. Estado de la cuestión**

La herramienta que se ha desarrollado pretende ser un activo más de la empresa de comercialización de electricidad. En el sector existen empresas que realizan proyectos de consultoría estratégica y energética a las comercializadoras para cumplir sus objetivos. Este proyecto pretende hacer tangible en un producto digital esos proyectos que apoyan en las decisiones comerciales. Este producto puede ser utilizado por empresas que introducirán los datos de sus clientes actuales o futuros para mejorar sus resultados. Los usuarios de este proyecto no necesitarán depender de una entidad externa para tomar decisiones comerciales.

## **3. Definición del Trabajo**

El proyecto tiene cinco objetivos principales: la creación de una herramienta que determine precios óptimos de venta, la utilización de la herramienta en varios casos de uso, la comprensión y elaboración del coste final de la electricidad a partir de sus componentes, el desarrollo de un modelo para la previsión de precios futuros de la electricidad y conocimiento de los diferentes tipos de clientes y sus características. Para ello se utilizará una herramienta desarrollada a través de Excel que recoge datos de entrada horarios sobre precios históricos y perfiles de consumo. El funcionamiento posterior tiene dos posibilidades principales. O bien recibe variables de la campaña como precios de cada tarifa por tipo de clientes y determina los resultados financieros. O bien se fijan unos resultados financieros y se determinan los precios de dicha campaña para obtenerlos.

## **4. Configuración interna y creación de la herramienta**

La herramienta requiere de una configuración y orden de todos los datos y variables de entrada para funcionar. Este capítulo describe cómo es la entrada de los datos horarios, cuales son sus fuentes y como se combinan para obtener los resultados que se han detallado previamente. Incluye el desarrollo del modelo de previsión de precios futuros de OMIE y sobrecostos. Incluye la inclusión de perfiles de consumo de REE. Por último, determina el establecimiento de los precios del resto de periodos fijado el del primer periodo.

## **5. Configuración externa de la herramienta**

La herramienta desarrollada es un producto listo para su uso por parte de empresas comercializadoras. En cualquier caso, se detallan los datos variables y se indica cuales introduciría el usuario. Además de que se describe el proceso de implementación de la herramienta en el mercado y el formato del producto. Se detalla la forma en la que los usuarios introducen los datos de entrada necesarios y cuales son estos. En este apartado se dan posibilidades que permiten una mayor personalización y precisión en la creación de campañas por parte del usuario. Finalmente, se expone la interfaz de usuario para un caso base.

## **6. Casos de uso**

El desempeño de la herramienta y la evaluación de su potencial son esenciales para determinar su usabilidad. En este capítulo se describe la realización de tres casos de uso y se detalla la relevancia de los resultados. El primero y el segundo son casos con el mismo procedimiento, pero para un tipo de cliente diferente, domestico y pyme. En estos casos se determinan los precios de venta de campañas con la condición de contratación de fuerza de ventas para ello. Se comparan los casos de comisión fija y comisión porcentual. El tercer caso difiere de estos ya que se evalúa la viabilidad de una campaña de venta en función de la distribución de los clientes por tipo de contrato y tarifa. Finalmente, se proponen diferentes estrategias para la resolución de dicho caso.

## **7. Análisis de los resultados**

Los resultados de los casos de uso determinan el éxito de aplicación de la herramienta. Este capítulo determina las lecturas que se pueden obtener, no solo de los resultados de los casos de uso, sino también de la creación de la

herramienta. Determinar la capacidad de la herramienta para dar información de valor en diferentes casos de uso es un ejercicio fundamental en el análisis del proyecto. No solo se evalúan en este apartado los resultados de los casos de uso, sino que también se han considerado como resultados relevantes los datos de entrada utilizados en la herramienta. Estos son los precios finales de la electricidad para el año 2026 tras usar el modelo de previsión de la herramienta y la distribución de los costes por periodo de facturación.

## **8. Conclusiones y trabajos futuros**

Un proyecto de este calibre siempre debe cumplir con los objetivos planteados inicialmente. En este apartado se repasa la consecución de dichos objetivos y el desarrollo del proyecto. Se describe el proceso de creación de la herramienta con cada componente intermedio y el desarrollo de cada uno. Se repasa desde el inicio con la recolección de componentes del precio final hasta la evaluación de funcionamiento con los casos de uso. En este apartado se detallará la aportación que ofrece la herramienta a sus usuarios y cómo puede convertirse en una herramienta indispensable en las operaciones de la empresa. Por último, se resumen los posibles trabajos futuros en el contexto del proyecto. Estos giran en torno a la búsqueda de una mayor precisión en los resultados con ayuda de BBDD, Machine Learning e IA. Además de las posibilidades de automatización de algunos de los procesos de la herramienta como la adquisición de datos.

# CREATION AND USE OF A TOOL FOR ESTABLISHING ELECTRICITY SALES CAMPAIGNS

- **Author:** Fernández Freige, Pablo.
- **Director:** Fernández Ramos, Andrés.
- **Collaborating Entity:** ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

## ABSTRACT:

This project consists of the creation and use of a tool for creating electricity sales campaigns. This tool is a product available to energy retailers. The tool allows users to establish optimal prices in commercialization campaigns based on various variables. These variables are the number of customers by tariff and contract type, average annual consumption, the commercialization fee for indexed customers, and expected financial results. To achieve this, all components of the final price have been gathered, a model for forecasting future costs has been developed, the electricity consumption profile of customers has been implemented, the inclusion of campaign data has been developed to determine results, a logic for determining prices in each billing period for the tariffs has been established, and a final tariff price optimization program has been used. With the established tool, its potential has been evaluated with three use cases. These cases demonstrate how the user can determine the prices the campaign should have to obtain specific financial results.

**KEYWORDS:** electricity, commercialization, tool, campaigns, sales, consulting, prices, goals, customers, indexed, margin, results, energy.

## 1. Introduction

The commercialization business is a sector that requires careful price design. This is due to the difficulty presented by the product sold in adding value to the customer based on the company selling it. This is why the importance of establishing prices for the campaigns a company launches is vital. Competition is high, and poorly

defined prices can lead to a significant loss of customers or a lower-than-necessary acquisition rate to meet overall goals. This chapter primarily details all the components of the final price and how they are essential for the proper functioning of the national electricity system.

## **2. State of the Art**

The tool that has been developed aims to be another asset for the electricity commercialization company. In the sector, there are companies that carry out strategic and energy consulting projects for retailers to help them achieve their goals. This project aims to make those projects tangible in a digital product that supports commercial decisions. This product can be used by companies that will introduce their current or future customer data to improve their results. The users of this project will not need to depend on an external entity to make commercial decisions.

## **3. Definition of the Project**

The project has five main objectives: the creation of a tool that determines optimal sales prices, the use of the tool in various use cases, the understanding and elaboration of the final cost of electricity from its components, the development of a model for forecasting future electricity prices, and knowledge of the different types of customers and their characteristics. To do this, a tool developed in Excel will be used, which collects hourly input data on historical prices and consumption profiles. The subsequent operation has two main possibilities. Either it receives campaign variables such as prices of each tariff by customer type and determines the financial results. Or, specific financial results are set, and the campaign prices are determined to achieve them.

## **4. Internal Configuration and Tool Creation**

The tool requires configuration and ordering of all input data and variables to function. This chapter describes how the hourly data is entered, what its sources are, and how they are combined to obtain the results that have been previously detailed. It includes the development of the model for forecasting future OMIE prices and surcharges. It includes the incorporation of REE consumption profiles. Finally,

it determines the establishment of prices for the rest of the periods once the price for the first period is fixed.

## **5. External Configuration of the Tool**

The developed tool is a product ready for use by energy retailers. In any case, the variable data is detailed, and it is indicated which ones the user would input. In addition, the process of implementing the tool in the market and the product format are described. The way users input the necessary data and what these are is detailed. This section provides possibilities that allow for greater personalization and precision in the creation of campaigns by the user. Finally, the user interface for a base case is presented.

## **6. Use Cases**

The performance of the tool and the evaluation of its potential are essential for determining its usability. This chapter describes the execution of three use cases and details the relevance of the results. The first and second are cases with the same procedure but for a different type of customer, residential and SME. In these cases, campaign sales prices are determined by the condition of hiring a sales force for them. The cases of fixed commission and percentage commission are compared. The third case differs from these as it evaluates the feasibility of a sales campaign based on the distribution of customers by contract type and tariff. Finally, different strategies for resolving this case are proposed.

## **7. Analysis of Results**

The results of the use cases determine the success of the tool's application. This chapter determines the readings that can be obtained, not only from the results of the use cases but also from the creation of the tool. Determining the tool's ability to provide valuable information in different use cases is a fundamental exercise in the project's analysis. This section not only evaluates the results of the use cases but also considers the input data used in the tool as relevant results. These are the final electricity prices for the year 2026 after using the tool's forecasting model and the distribution of costs by billing period.

## **8. Conclusions and Future Work**

A project of this caliber must always meet the objectives initially set. This section reviews the achievement of these objectives and the development of the project. The process of creating the tool is described with each intermediate component and the development of each one. It reviews from the beginning with the collection of final price components to the evaluation of its functionality with the use cases. This section will detail the contribution the tool offers to its users and how it can become an indispensable tool in the company's operations. Finally, the possible future work in the context of the project is summarized. These revolve around seeking greater precision in results with the help of databases, Machine Learning, and AI. In addition to the possibilities of automating some of the tool's processes, such as data acquisition.

# Índice de la memoria

<b>Índice de la memoria</b> .....	<b>I</b>
<b>Índice de figuras</b> .....	<b>IV</b>
<b>Índice de tablas</b> .....	<b>VII</b>
<b>1. Introducción</b> .....	<b>9</b>
1.1 El mercado eléctrico: .....	9
1.2 Organismos reguladores y agentes: .....	10
1.3 La lógica marginalista del mercado:.....	11
1.4 De la generación al consumo:.....	12
1.5 Los costes de la energía eléctrica en españa: .....	15
1.5.1 Coste de la energía:.....	15
1.5.2 Sobrecostes del sistema: .....	16
1.5.3 Acceso de Terceros a Redes (ATR):.....	19
1.5.4 “fee” de comercialización: .....	25
1.5.5 Pérdidas: .....	25
1.5.6 Otros costes:.....	26
1.5.7 Garantías de origen: .....	27
1.5.8 Impuestos: .....	27
<b>2. Estado de la Cuestión</b> .....	<b>30</b>
<b>3. Definición del Trabajo</b> .....	<b>33</b>
3.1 Justificación .....	33
3.2 Objetivos.....	34
3.3 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS):.....	34
3.4 Metodología .....	35
<b>4. Configuración interna y creación de la herramienta</b> .....	<b>37</b>
4.1 Creación del modelo de costes: .....	38
4.1.1 Costes horarios (OMIE y sobrecostes):.....	38
4.1.2 ATR, pérdidas y otros costes fijos:.....	38

4.2	Modelo de precios a futuro:.....	39
4.2.1	<i>Cálculo de previsión de coste de la energía:</i> .....	40
4.2.2	<i>Resultados del modelo:</i> .....	52
4.3	Fórmula para el cálculo del coste final: .....	55
4.4	Perfiles de consumo: .....	58
4.4.1	<i>Perfiles por periodo:</i> .....	59
4.4.2	<i>Perfiles por mes:</i> .....	62
4.4.3	<i>Perfiles por hora:</i> .....	64
4.4.4	<i>Uso de los perfiles de consumo en la herramienta:</i> .....	66
4.5	Coste total final para cada consumidor: .....	67
4.6	Tipos de tarifas o productos ofertados: .....	69
4.6.1	<i>Contrato indexado:</i> .....	70
4.6.2	<i>Contrato fijo:</i> .....	72
<b>5.</b>	<b><i>Configuración externa de la herramienta:</i> .....</b>	<b>80</b>
5.1	Datos de entrada y resultados: .....	80
5.1.1	<i>Datos de entrada a la herramienta:</i> .....	80
5.1.2	<i>resultados de la herramienta:</i> .....	83
5.1.3	<i>Apariencia de la herramienta:</i> .....	85
5.2	Implementación en la empresa comercializadora:.....	87
5.2.1	<i>Tipo de producto:</i> .....	88
5.2.2	<i>Obtención de datos:</i> .....	88
5.2.3	<i>Base de datos de resultados:</i> .....	89
5.3	Interfaz de usuario: .....	90
<b>6.</b>	<b><i>Casos de uso:</i> .....</b>	<b>94</b>
6.1	Caso comercializadora campaña de captación residencial: .....	94
6.1.1	<i>Fuerza de ventas por comisión fija:</i> .....	95
6.1.2	<i>Fuerza de ventas por comisión porcentual:</i> .....	97
6.2	Caso de comercializadora campaña de captación pymes/ industrial:....	99
6.2.1	<i>Fuerza de ventas por comisión fija:</i> .....	100
6.2.2	<i>Fuerza de ventas por comisión porcentual:</i> .....	101
6.3	Modelo comparativo de clientes 2.0 y 3.0: .....	103
6.3.1	<i>Condiciones de la campaña:</i> .....	103

6.3.2 Resultados del caso de estudio: .....	105
6.3.3 Comparación con el mercado real en España:.....	107
6.3.4 Recomendaciones a la empresa comercializadora: .....	108
<b>7. Análisis de los resultados.....</b>	<b>109</b>
<b>8. Conclusiones y trabajos futuros .....</b>	<b>111</b>
<b>9. Bibliografía .....</b>	<b>114</b>

## *Índice de figuras*

Ilustración 1. Cuota de mercado libre desglosada por empresa o grupo en España [1].	14
Ilustración 2. Diagrama de bloques de la herramienta.	37
Ilustración 3. Plataforma OMIP desde un navegador en agosto de 2025 [8].	42
Ilustración 4. Precios OMIE medios horarios para cada trimestre de 2026.	47
Ilustración 5. Comparación de los precios medios mensuales de OMIE 24-26 [9].	53
Ilustración 6. Comparación de los precios medios trimestrales de OMIE 24-26 [9].	53
Ilustración 7. Comparación de los precios medios mensuales de sobrecostes 24-26 [9].	54
Ilustración 8. Comparación de los precios medios trimestrales de sobrecostes 24-26 [9].	55
Ilustración 9. Reparto del porcentaje de consumo anual por periodo para 2.0 [19].	59
Ilustración 10. Reparto medio del consumo por periodo para tarifa 2.0 [19].	60
Ilustración 11. Reparto del porcentaje de consumo anual por periodo para 3.0 [19].	61
Ilustración 12. Consumo medio por hora de cada periodo para clientes 3.0 [19].	62
Ilustración 13. Porcentaje del consumo anual en cada mes clientes 2.0 [19].	63

Ilustración 14. Porcentaje del consumo anual en cada mes clientes 3.0 [19]. .....	64
Ilustración 15. Perfiles de consumo por media horaria para clientes 2.0 [19]. .....	65
Ilustración 16. Perfiles de consumo por media horaria para clientes 2.0 [19]. .....	66
Ilustración 17. Costes mensuales para los clientes 2.0. ....	68
Ilustración 18. Costes mensuales para los clientes 3.0. ....	69
Ilustración 19. Valor medio por periodo para el precio OMIE 2026.....	74
Ilustración 20. Valor medio por periodo para el precio de los sobrecostes 2026. ....	74
Ilustración 21. Valores medios de los precios por periodo de la suma entre OMIE y sobrecostes 2026. ....	75
Ilustración 22. Valores medios de los precios totales por periodo para 2026. .....	76
Ilustración 23. Precios de la tarifa empresas de Naturgy [20]. ....	78
Ilustración 24. Pestaña donde se recogen los costes totales por cada tipo de tarifa para cada hora del año 2026.....	85
Ilustración 25. Pestaña donde se recogen los costes y los ingresos en cada hora del año 2026. ....	85
Ilustración 26. Pestaña de variables para creación de campañas de venta de electricidad. ....	86
Ilustración 27. Pestaña con la información financiera de los resultados operativos.....	87
Ilustración 28. Interfaz para la inclusión de datos en la herramienta vacía y cumplimentada. ....	90
Ilustración 29. Interfaz de usuario para la muestra de resultados de la campaña con los datos dados.....	91
Ilustración 30. UI para la introducción de datos en el segundo caso. ....	92

Ilustración 31. UI para la muestra de resultados en una campaña de captación doméstica.....	93
---	----

## Índice de tablas

Tabla 1. Reparto y puntos de suministro de las mayores comercializadoras en España Q2 2024 [1].	14
Tabla 2. Segmentos tarifarios clasificados por tensión y potencia. [2].	20
Tabla 3. Meses del año y su temporada asignada [2].	21
Tabla 4. Tabla de periodos para la modalidad de seis casos [2].	22
Tabla 5. Periodos de la tarifa 2.0TD [2].	23
Tabla 6. Resumen de componentes del precio final y modelo de cobro. ....	39
Tabla 7. Precios futuros OMIP 2026 en €/MWh [8].	43
Tabla 8. Precio medio OMIE futuro 2026 [8].	44
Tabla 9. Precios medios OMIE 2025 usados en el cálculo [9].	46
Tabla 10. Precios medios OMIE de los últimos trimestres de 2024 [9].	46
Tabla 11. Precios medios OMIE estimados por mes 2026.	47
Tabla 12. Precio medio de los sobrecostes primer semestre 2025 [9].	49
Tabla 13. Costes fijos para los periodos analizados [15] [16] [17] [18].	56
Tabla 14. Número de horas por periodo para cada tarifa.	59
Tabla 15. Datos para el caso de uso número 1.	95
Tabla 16. Tarifa ofertada a clientes residenciales con fuerza de ventas a comisión fija.	96
Tabla 17. Tarifa residencial break-even con fuerza de ventas a comisión porcentual.	98
Tabla 18. Tarifa residencial con beneficio de 42000€ y pago por comisión porcentual.	98
Tabla 19. Datos de entrada a la herramienta para captación de clientes con tarifa 3.0.	99
Tabla 20. Precios finales campaña de clientes 3.0 con comisión fija.	100

Tabla 21. Precios finales campaña de clientes 3.0 para punto de equilibrio. .....	101
Tabla 22. Precios finales campaña de clientes 3.0 beneficio 700000€ y 20% de comisión. ....	102
Tabla 23. Tarifa pymes con precios agresivos para captación de clientes. .....	104
Tabla 24. Factores que influyen en el resultado del estudio estratégico.	105
Tabla 25. Margen de la campaña en €/MWh en función del número de clientes por segmento. ....	106
Tabla 26. Proporción real de tipo de clientes por segmento en España aplicada a 2000 clientes domésticos. ....	108

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1 *El mercado eléctrico:*

La energía eléctrica es un bien indispensable en la vida diaria de las personas. Para acceder a ella se debe comprar como casi cualquier bien o consumible. Y como todo producto que se compra tiene un mercado. Dicho mercado está formado por los productores de energía eléctrica y los consumidores, con la peculiaridad de que la energía es un bien que resulta complejo de almacenar. Es por ello por lo que, de forma diaria, productores y consumidores ofertan y demandan una cantidad de energía a un precio determinado con lo que se establece el precio por unidad de energía para el día siguiente. Este mercado funciona de forma marginalista, lo que quiere decir que toda la energía se venderá al último precio que iguale energía ofertada y demandada.

En este caso se va a estudiar el caso de una comercializadora de energía eléctrica en España. Se define como comercializar según la Real Academia de la Lengua Española a la acción de “Dar a un producto condiciones y vías de distribución para su venta”. Lo cual implica que estas empresas facilitan a sus clientes la adquisición de energía eléctrica cobrando por ella un precio mayor al del mercado de energía eléctrica. Sin embargo, hay determinados costes adicionales que deben ser asumidos por la empresa comercializadora que incrementan el coste base que supone la adquisición de energía eléctrica para esta. Dichos costes son variados y se deben a distintas razones que derivan de las condiciones, operación y gestión del sistema eléctrico español además de otros factores económicos y financieros. Es por ello por lo que no resulta fácil unificar el coste total de la energía vendida a cada cliente y por ende obtener el beneficio bruto derivado de cada venta.

El mercado eléctrico en España está regulado por varios organismos como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), la Red Eléctrica

Española (REE), el operador del mercado ibérico de la energía (OMIE), el ministerio para la transición ecológica y reto demográfico (MITECO) y la unión europea (UE). De estas entidades regulatorias las más relevantes son la REE y la CNMC. Ya que mercan precios y estructuras de coste y funcionamiento del mercado.

## **1.2 Organismos reguladores y agentes:**

En el caso de la CNMC se encarga principalmente de la supervisión y regulación del mercado eléctrico con la intención de favorecer la competencia y asegurar un funcionamiento estable y seguro para el consumidor. La CNMC regula y supervisa los funcionamientos de los mercados mayorista y minorista de energía eléctrica, además de publicar informes sobre los precios y boletines estadísticos que ofrecen información sobre las materias que le competen. Además, gestiona el sistema de garantías de origen y etiquetas para energías procedentes de fuentes renovables. Y por último supervisa el mercado mayorista de modo que cumpla con la normativa establecida por la UE.

La REE es el operador de la red española de energía eléctrica que gestiona las tareas de transporte de esta. Esto implica tareas tan importantes como el equilibrio entre generación y demanda de electricidad para evitar los diferentes problemas derivados de esta condición. También mantiene el sistema de transporte formado por líneas de alta tensión que conectan los puntos de generación con los puntos de gran consumo. Se dedica al mantenimiento y las labores de operación en su sentido más amplio del sistema eléctrico español para garantizar el correcto funcionamiento de este. De esta forma se evitan situaciones de desabastecimiento y se asegura a todos los consumidores del país un suministro estable y fiable. Se encarga de gestionar toda la infraestructura de redes de alta tensión que forman el sistema de transporte, distribuyendo así estos elementos por todo el país y ubicándolos de forma que se maximice la eficiencia.

El OMIE es la entidad que regula y gestiona el mercado mayorista de energía eléctrica en España y Portugal. Recibe las ofertas de demanda y generación para situarlas en el mercado y proceder a moderar la subasta que determina el precio final de la energía eléctrica en cada día. Se encargan de recibir los precios de los agentes del mercado cada día en cuanto a generación y demanda para disponerlos de forma que empezando del precio más bajo en el caso de la generación y el precio más alto en el caso de la demanda se llegue a una cantidad concreta de energía a un precio determinado e igual para toda ella que es comunicada a los agentes para que realicen al OMIE los pagos correspondientes. El operador se encargará de transmitir a estos agentes la información necesaria para garantizar el funcionamiento y la transparencia en el mercado mayorista eléctrico.

### ***1.3 La lógica marginalista del mercado:***

El mercado eléctrico en España está construido de forma que el precio sea igual para toda la energía eléctrica que se vende en una misma hora de un día concreto y para una cantidad fijada. Este sistema se denomina marginalista y tiene la peculiaridad de que surge de una casación entre oferta y demanda por parte de productores y consumidores, a los que se conoce como agentes del mercado. En el caso de los productores presentaran una oferta de que incluya precio y cantidad de energía, estas ofertas se ordenaran de menor a mayor entrando antes los que produzcan energía más barata. En el caso de los consumidores presentaran una oferta de demanda con precio y cantidad de energía, estas ofertas se ordenarán de mayor a menor entrando antes los que se ofrezcan a pagar más por la energía eléctrica. De esta forma se va sumando la cantidad de energía que se oferta por ambas partes. En el caso de la demanda se suma con precios descendentes y en el caso de la oferta se suma con precios ascendentes hasta que se casan ambas ofertas y se determina así la cantidad exacta que se va a producir y consumir en

esa hora al último precio. Este valor será el precio final de la energía eléctrica total comprada y vendida.

## **1.4 De la generación al consumo:**

En España y cualquier sistema eléctrico moderno se sigue un proceso con la energía eléctrica en el que normalmente se genera la electricidad en grandes centrales lejos de los núcleos de población donde se encuentra la mayor parte de la demanda. Esto lleva a que los sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica se hayan desarrollado de forma tan compleja y rigurosa como en España. De esta forma la energía eléctrica se transporta desde dichos centros hacia la entrada a los núcleos de consumo, se distribuye hasta las entradas a los sistemas en los que se consume y finalmente se vende a dichos consumidores por parte de la comercializadora que se postula como intermediario entre el mercado eléctrico y el consumidor final.

El negocio de la comercialización de energía eléctrica es un mercado regulado que goza de una gran competitividad en el país y que tiene tanto a grandes actores en el mercado como a pequeños negocios que han desarrollado una estrategia de éxito para hacer frente a las grandes empresas que llevan en lo más alto del negocio durante décadas. Los principales actores son Iberdrola, Naturgy, Endesa y Repsol.

En España la comercializadora con mayor número de clientes es Iberdrola SAU. Uno de los referentes en el negocio de la generación y comercialización de energía eléctrica a nivel mundial con una fuerte apuesta por las energías renovables en los últimos años. Goza de una posición privilegiada en el sector donde tiene una gran presencia pasando por todos los niveles del mercado eléctrico como son generación, distribución y comercialización. Ha realizado una fuerte apuesta por las energías renovables y ha optado por ofrecer servicios complementarios a sus clientes.

Endesa es la compañía más grande en cuanto a número de clientes en España y opera en todos los niveles del mercado energético incluyendo también el suministro de gas natural a sus clientes. Esta es una fuente de energía no renovable que se transporta a través de gasoductos y que de forma general se obtiene en países extranjeros con mayores reservas de este. Se utiliza de forma predominante en la climatización de las viviendas durante los meses más fríos del año.

Naturgy es una empresa con mucha experiencia en el sector de la energía en España ya que lleva varias décadas siendo el proveedor líder en el negocio del gas natural y desde hace unos años ha entrado con fuerza en el mercado eléctrico con fuerte presencia e innovación en el sector de las energías y los gases renovables. También tiene una distribuidora en el mercado regulado de la distribución y una comercializadora de referencia para el mercado regulado.

Por último, Repsol es una de las compañías que han entrado recientemente en el mercado eléctrico como comercializadora tras la adquisición de los activos de Viesgo y la apuesta por una mayor electrificación con la inclusión de puntos de recarga de vehículos eléctricos en sus estaciones de servicio de productos derivados del petróleo que se extienden por todo el país.

El mercado de la comercialización presenta unos números que denotan un oligopolio acentuado con estas cuatro empresas aglutinando más de un 80% de la cuota de mercado libre [1]. Con 21.818.345 puntos de suministro, estos cuatro agentes tienen el dominio sobre 17.462.678 de ellos [1]. En total hay 401 empresas comercializadoras en España, de modo que 397 empresas controlan solo el 20% del mercado libre [1]. La distribución concreta de los mayores agentes queda de la siguiente forma:

EMPRESA	NÚMERO	%
Iberdrola	7.218.202,00	33,08%
Endesa	6.046.669,00	27,71%
Naturgy	2.742.774,00	12,57%
Repsol	1.455.033,00	6,67%
TOP 4	17.462.678,00	80,04%
TOTAL	21.818.345,00	100,00%

Tabla 1. Reparto y puntos de suministro de las mayores comercializadoras en España Q2 2024 [1].

La CNMC publica informes del mercado eléctrico en España todos los trimestres para promover la transparencia. Da una imagen global en la que separa en tipos de clientes, comercializadoras, distribuidoras, mercado libre o regulado y más parámetros que permiten realizar cruces entre la información y adquirir una visión global del sector. En este gráfico se desglosan las cuotas de mercado de las cinco empresas más grandes, de los trece competidores que siguen a este grupo y del resto de empresas comercializadoras:

### Cuota de mercado comercializadoras

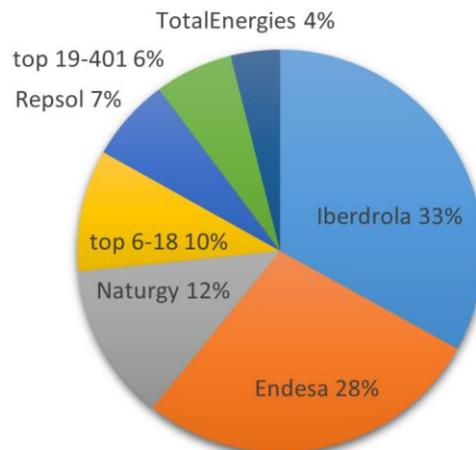


Ilustración 1. Cuota de mercado libre desglosada por empresa o grupo en España [1].

## **1.5 Los costes de la energía eléctrica en España:**

En España el coste de la energía eléctrica a los consumidores está formado por diferentes costes asociados a la operación, mantenimiento y funcionamiento del mercado que hacen que la demanda se pueda abastecer en tiempo real de forma adecuada y favoreciendo un funcionamiento sostenible, estable y fiable. Para ello se necesita una red muy compleja formada por los diferentes agentes que se han explicado anteriormente y de cuyas acciones derivan varios costes que se repercuten al consumidor final a través de las comercializadoras.

### **1.5.1 COSTE DE LA ENERGÍA:**

La energía eléctrica se adquiere por los agentes del mercado en la subasta diaria para la determinación de los precios de la energía del día siguiente. Este mercado determinará el coste de la energía para cada hora del día siguiente y con frecuencia constituye el valor con más peso dentro del coste final de la energía consumida por el cliente final. Depende mucho de la hora del día y el día en cuestión ya que la demanda prevista es un factor muy relevante en este mercado. De acuerdo con los datos de REE en 2024 el precio medio fue de 62,95€/MWh que es inferior a los registrados en los años 2022 y 2023 tras la crisis energética.

En el contexto de la compra y venta de la energía se explicará también el concepto de PPA o Power Purchase Agreement. En este tipo de contratos se acuerda un precio para la energía que se quiere comprar y vender a un precio que puede ser fijo o variable en función de las horas o de la demanda o producción de unos activos renovables. Hay de varios tipos y también existen los acuerdos financieros en los que los participantes del contrato acuden al mercado a comprar y vender y al final del periodo de vigencia se ajustan las diferencias entre lo acordado en el contrato y los montos cobrados y pagados. Mencionar también la relevancia de la inyección de energías renovables en todo el ecosistema eléctrico que marca muchas veces los precios de la subasta en el mercado mayorista.

### 1.5.2 SOBRECOSTES DEL SISTEMA:

En el contexto de los sobrecostos del sistema eléctrico se encuentran diferentes conceptos relevantes para la operación y funcionamiento del sistema que repercuten al consumidor final y que forman entre un 10% y un 15% del precio del mercado. Estos sobrecostos son las restricciones técnicas, las restricciones técnicas en tiempo real, la banda de regulación secundaria, el incumplimiento de la energía de balance, el coste de desvíos, el saldo de desvíos, el control del factor de potencia, el saldo por procedimiento de operación 14.6, los pagos por capacidad, la retribución a red eléctrica, la retribución a OMIE y el servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD).

- Las **restricciones técnicas** son limitaciones que se derivan del funcionamiento del sistema y de los problemas para cumplir con los requerimientos físicos que darían la óptima operación. Los costes de las restricciones técnicas son los que derivan de las limitaciones físicas y operativas de la red de transporte. Dado que no siempre se puede situar la generación y la demanda en los puntos donde se había previsto y se tienen que realizar cambios para no sobrecargar las líneas.
- Las **restricciones técnicas en tiempo real** se explican igual que el anterior párrafo, pero con el factor añadido de que se deben a eventos repentinos que requieren ajustes de generación y demanda instantáneos para casar ambas cantidades de energía.
- La **banda de regulación secundaria** proviene de los pagos realizados a los proveedores de energía para participar en la regulación secundaria de la red en el contexto de la regulación de frecuencia potencia para mantener el sistema operando a 50Hz y evitar todos los posibles problemas derivados de una alteración grave en dicha magnitud. Estos proveedores de capacidad son tanto de generación como de consumo y ofrecen cantidad o precio que se

asigna por subasta. Además de mantener los intercambios de energía entre los sistemas conectados al español como Francia, Portugal y Marruecos.

- El coste de **incumplimiento de la energía de balance** es el derivado de las situaciones en las que los agentes del balance no pueden cumplir con sus obligaciones por previsiones imprecisas en la generación o en la demanda. En estos casos el operador tiene que hacer ajustes inesperados que se cobran al consumidor final en función de la energía que haya consumido.
- El **coste de desvíos** es el asociado a la diferencia entre la energía comprada por los agentes y la energía real consumida o generada por los agentes encargados de dicha acción. A las comercializadoras se les cobra por la diferencia entre la energía derivada de su compra agregada y el consumo real de sus clientes. Es por ello que el operador del sistema tiene que hacer ajustes en tiempo real y por ello se genera un coste extra que acaba repercutiendo al consumidor final.
- El coste del **saldo de desvíos** proviene de las operaciones realizadas para corregir las discrepancias entre las previsiones y los consumos y generación reales que obligan al operador a realizar los ajustes mediante los servicios de ajuste. Este coste es el resultado neto de los ingresos totales recogidos por los desvíos y los costes asociados a realizar los ajustes. De esta operación resulta un superávit o un déficit que se remite al consumidor final.
- El coste derivado del **control del factor de potencia** encuentra su sentido en la necesidad del sistema de operar a un determinado valor de una magnitud conocida como factor de potencia que tiene un efecto en el desfase entre la corriente y la tensión en un sistema eléctrico. El factor de potencia básicamente relaciona la potencia aparente que entrega un sistema de producción con la potencia activa que es la que alimenta las cargas eléctricas del sistema que

determinan la demanda agregada. Este coste suele resultar beneficioso para el consumidor final ya que realmente resulta en una reducción del coste de los servicios de ajuste a través de penalizaciones por una falta en la magnitud del factor de potencia de una instalación que se paga por energía producida fuera del rango requerido de entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo.

- El coste del **saldo de Procedimiento de Operación 14.6** proviene de los ajustes financieros realizados tras la operación de los servicios de ajuste y balance por parte del operador. Se trata de un mecanismo financiero que proviene del resultado entre los costes y los ingresos derivados de los servicios de operación del sistema eléctrico. Concretamente se deriva de la liquidación de estas operaciones financieras y es una forma de repercutir al consumidor final este coste.
- Los **pagos por capacidad** son los incentivos económicos que se otorgan a los generadores por mantener la capacidad disponible al alza o la baja para garantizar la correcta operación del sistema en términos de potencia y por ende frecuencia. Se trata de subvenciones que ayudan a los generadores a invertir en capacidad instalada y a mantener operativas plantas que son cruciales para garantizar la seguridad del sistema, aunque no sean rentables para vender energía en el mercado eléctrico diario. Es un coste regulado por real decreto y supervisado por la CNMC para que no sea una subvención excesiva. Depende de la tarifa del consumidor y del periodo en el que se consume dicha energía.
- El coste de **retribución a Red Eléctrica Española** es un coste que se destina a pagar los servicios de REE por ser operador del sistema. REE como operador realiza las tareas de operación de los servicios de ajuste, la interacción con los agentes del mercado, el equilibrio entre generación y demanda y acciones derivadas de una supervisión en tiempo real. En concreto la recaudación de este sobrecoste se

destina a la inversión en infraestructura para la red de transporte de alta tensión que garantiza el suministro en los puntos de distribución y por la operación y mantenimiento de esta. Es un coste regulado y constante por cantidad de energía consumida y se calcula cada año en función de la previsión de demanda para el año en el que se imputa.

- La **retribución al Operador Del Mercado Ibérico De La Energía (OMIE)** tiene un origen parecido al sobrecoste anterior, pero en este caso se retribuye al organismo que modera y opera el mercado mayorista de la electricidad en España y Portugal. Se encarga de proveer de una plataforma, la infraestructura y el personal necesario para poder llevar a cabo la subasta del mercado eléctrico cada día. Se calcula a través de los costes asociados al año anterior. Es la CNMC la que se encarga de determinar este valor.
- El coste por el **servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD)** es el coste que se dedica a remunerar a los grandes industriales que ofrecen disponibilidad a ceder su demanda eléctrica en momentos de emergencia en los que el sistema lo necesita. Estos consumidores pueden perder el suministro eléctrico si así lo requiere el operador y es eso lo que se les compensa. Es un coste que no está regulado pero que tampoco se publica en las fuentes oficiales de red eléctrica por su naturaleza variable.

### **1.5.3 ACCESO DE TERCEROS A REDES (ATR):**

La red eléctrica es un sistema complejo que requiere de conexiones múltiples en los diferentes puntos de suministro para poder garantizar el suministro de energía eléctrica a los clientes que así lo deseen. Este acceso de los terceros a la red implica una unión a un sistema como es el eléctrico español que tiene sus requisitos y sus costes asociados a la operación. Además, existen dos

consideraciones a tener en cuenta para determinar estos costes para el cliente final como son el periodo horario y la tarifa a la que se encuentra adscrito el consumidor.

En el caso de las tarifas se clasifica los consumidores en función de la tensión a la que este su punto de suministro y la potencia máxima contratada que tenga el cliente. Esto genera una división entre los tipos de clientes en residencial, pequeñas y medianas empresas y clientes industriales. Estos criterios son comunes para todos los consumidores y están regulados. Las letras TD indican transporte y distribución y aluden al hecho de que dichas tarifas marcan la diferencia en los costes asociados a las tareas de transporte y distribución de la red eléctrica de España. Los diferentes segmentos tarifarios en función de la potencia contratada y la tensión de conexión se detallan a continuación:

	Segmentos Tarifarios			
	Potencia (kW)		Tensión (kV)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
<b>2.0 TD</b>	0	15	0	1
<b>3.0 TD</b>	15	-	0	1
<b>6.1 TD</b>	-	-	1	30
<b>6.2 TD</b>	-	-	30	72,5
<b>6.3 TD</b>	-	-	72,5	145
<b>6.4 TD</b>	-	-	145	-

*Tabla 2. Segmentos tarifarios clasificados por tensión y potencia. [2]*

Además de estas tarifas, se diferencian los periodos de consumo de electricidad asignados a cada hora del año en función de la demanda. En total existen seis periodos, pero no en todas las tarifas se hace la diferencia entre seis periodos. En las tarifas 2.0 para clientes del ámbito residencial solo existen tres periodos de consumo que marcan la diferencia del coste de la energía para cada hora.

Como se ha dicho antes, los periodos están relacionados con el nivel de demanda. Existen diferencias entre los periodos considerados entre el sistema peninsular y los sistemas insulares. Sin embargo, para este trabajo se va a

considerar solo el caso de la península ibérica (los otros grupos son las ciudades autónomas y los archipiélagos de España). De acuerdo con [2] se establecen diferentes tipos de temporada divididas en alta, media alta, media y baja en función de los meses como se detalla en la siguiente tabla:

MES	Temporada
1	Alta
2	Alta
3	Media Alta
4	Baja
5	Baja
6	Media
7	Alta
8	Media
9	Media
10	Baja
11	Media Alta
12	Alta

*Tabla 3. Meses del año y su temporada asignada [2].*

A continuación, se dividen todos los días del año en cinco grupos o tipos (A, B, B1, C o D) clasificados en función de la temporada y si son entre semana, fin de semana o festivos. Con ello se construye una tabla que determina qué periodo se le asigna a cada franja horaria de cada tipo de día y resulta una clasificación que se resume en la siguiente tabla:

Hora	Meses												Finde y festivos
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Tabla 4. Tabla de periodos para la modalidad de seis casos [2].

En el caso de la modalidad de tres periodos que se aplica a las tarifas 2.0 se detalla la clasificación que resulta mucho más sencilla. No se diferencia por temporadas y se usan los costes asignados a los periodos de más alta demanda P1, P2 y P3. Estos se determinan punta, llano y valle respectivamente. La división es la siguiente.

Hora	Meses												Finde y festivos
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
0	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3
1	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3
2	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3
3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3
4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3
5	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3
6	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3
7	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3
8	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P3
9	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P3
10	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P3
11	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P3
12	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P3
13	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P3
14	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P3
15	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P3
16	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P3
17	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P3
18	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P3
19	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P3
20	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P3
21	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P3
22	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P3
23	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P3

Tabla 5. Periodos de la tarifa 2.0TD [2].

### 1.5.3.1 Peajes de transporte y distribución:

Los peajes de transporte y distribución son costes derivados del uso de las redes de transporte y distribución. Estos costes provienen de las actividades de instalación, mantenimiento, operación, reparaciones y demás. Se calculan a partir del dato del año anterior, el uso esperado de las redes en el año en cuestión y las diferencias no sufragadas del año anterior. Además de que se supone que las tarifas correspondientes a niveles de tensión más altos tienen clientes que realizan un uso menor de dichas redes y por tanto se les cobra un precio menor en términos de energía con respecto a las tarifas en niveles de tensión más bajos.

### 1.5.3.2 Cargos del sistema:

Los cargos están destinados a cubrir los costes que no se cubren con el resto de los componentes del precio final de acuerdo con lo detallado en [3]:

- **Políticas de promoción de energías renovables (RECORE):** empleados en apoyar las tecnologías fundamentales para la sostenibilidad en términos de inversión.
- **Extracostes de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP):** pagan los costes derivados del incremento de precio por generar en dichos territorios que con frecuencia son más elevados.
- **Derechos de cobro del sistema eléctrico pendientes (Déficit):** se cobra para financiar el Fondo de Amortización del Déficit de Tarifa (FADE) y para compensar diferencias pendientes de periodos anteriores.
- **Otros costes del sistema:** compensa costes derivados del mantenimiento y operación del sistema que no se reflejan en otros componentes del precio final.

Los cargos son un coste que está regulado de manera anual y que se actualiza según los gastos asociados al sistema eléctrico detallados previamente. La lógica que sigue es que se cobran a un precio mayor en los periodos con mayor demanda del día que son en los momentos de mayor luz. En los últimos años se ha vivido un crecimiento de la energía solar como modo de producción incrementando la oferta en los periodos con mayor demanda, esto hace que se reduzcan los precios en el mercado y que en ocasiones sean los cargos de mayor cuantía. Se espera que la regulación evolucione hacia una transición en la que se revierta esta situación.

Sin embargo, no se puede esperar lo mismo con los peajes ya que estos están establecidos a un precio mayor en las horas de mayor demanda y por tanto con mayor congestión en las redes. La intención de esta práctica es por ende animar a los clientes a consumir de forma responsable en las horas de menos demanda para facilitar la operación.

#### 1.5.4 “FEE” DE COMERCIALIZACIÓN:

El “fee” de comercialización es un coste no regulado que el cliente paga dentro del precio que la propia comercializadora cobra por la energía eléctrica que le suministra. Este precio no está regulado y depende de muchos factores que cada empresa dentro de un marco contextual que valora la economía, las tecnologías disponibles de producción, el tipo de clientes y las estrategias de la competencia. Hay diferentes tipos de contrato y todos buscan un margen para cubrir sus costes operativos y un beneficio extra para la empresa en cuestión que ofrece además la gestión de los contratos y servicios de atención al cliente para resolución de incidencias y cambios de contratos.

#### 1.5.5 PÉRDIDAS:

Las pérdidas se refieren a la diferencia entre la energía eléctrica que se genera en los centros de generación y la que finalmente llega al consumidor. Estas pérdidas se deben principalmente a la resistencia de los conductores o cables de las redes de transporte y distribución que ya están diseñados para minimizar este valor, pero aun así hay un componente inevitable por el mero hecho de que la energía no se consume en el mismo punto donde se genera. Estas pérdidas son proporcionales a la corriente al cuadrado y dependen del material del cable o conductor que lleva la energía eléctrica. El componente más relevante proviene de las pérdidas de Joule que se calculan como se muestra en la Ecuación 1.

$$P_{perdidas} = I^2 * R_{conductor}$$

Ecuación 1. Ley de Joule para las pérdidas.

Según esta lógica se entiende que los generadores tengan que producir más energía que la que se consume en la demanda ya que no llega nunca el 100% de lo que sale del generador. Sin embargo, al generador se le retribuye por la cantidad de energía generada y es por ello por lo que la cantidad asociada a las pérdidas se

cobra al consumidor final en base a unos coeficientes establecidos por regulación que dependen del nivel de tensión y del periodo.

Las pérdidas solo aplican a la suma del precio spot, los sobrecostes y los costes regulados que es la suma del coste de la financiación del fondo nacional de eficiencia energética, la financiación del bono social y la respuesta activa de la demanda.

## **1.5.6 OTROS COSTES:**

### ***1.5.6.1 Financiación del bono social:***

La financiación del bono social es un mecanismo para sufragar los descuentos realizados a determinados consumidores socioeconómicamente vulnerables que cumplen con ciertos requisitos registrados en la regulación a este respecto. Dichos consumidores se acogen al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) y sus contratos están recogidos por las comercializadoras de referencia que operan dentro de un mercado regulado. Los descuentos oscilan entre el 25% y el 80%. El coste de estos descuentos se reparte entre los agentes responsables de las actividades del sistema: generación, transporte, distribución, comercialización y consumo final con diferentes coeficientes que establecen un precio fijo anual.

### ***1.5.6.2 Aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE):***

El Fondo Nacional De Eficiencia Energética (FNEE) es un mecanismo creado para financiar medidas y programas para incentivar a los agentes del sistema a realizar un uso más eficiente de los recursos energéticos. Proviene de una directiva de la Unión Europea que surgió para la implementación de políticas para mejorar el desempeño de los sistemas de energía eléctrica de los estados

miembros hacia un objetivo de sostenibilidad. Se cobra a las comercializadoras en función del consumo total agregado de los clientes en el año anterior ya que está regulado cada año y son estas empresas las que deciden cuanto de ese coste repercute en el precio final que cobran a sus clientes en la tarifa. [4]

### **1.5.6.3 Alquiler del contador:**

El alquiler del contador es un precio que los consumidores pagan si el contador es propiedad de la distribuidora. El contador es un elemento del sistema eléctrico en cualquier tipo de consumidor que mide la cantidad de energía consumida en dicho punto para que luego se le cobre al cliente con precisión, tiene por ello unos requisitos y tolerancias que garanticen dicha precisión. Varía el precio en función de la tensión de conexión y la potencia de conexión, para clientes con una tensión de conexión superior se incrementa el precio ya que debe incluir telemedida. Es un concepto aparte en la factura y se cobra por días.

### **1.5.7 GARANTÍAS DE ORIGEN:**

Son unos documentos y pruebas de que la energía que se obtiene proviene de una fuente renovable y que los consumidores que deseen certificar este hecho tienen que comprar a la comercializadora. Es esta quien las compra por unidad de energía a los productores que las emiten si su energía proviene de fuentes renovables y que son expedidas por la CNMC. Los consumidores las pagan anualmente, aunque se espera que la regulación avance hacia un sistema de frecuencia mensual y más adelante horaria con el objetivo de incentivar un mayor uso de estas energías y adaptar mejor la curva de consumo.

### **1.5.8 IMPUESTOS:**

#### **1.5.8.1 Impuesto especial eléctrico:**

Este impuesto tiene su origen en el negocio de la minería y del carbon ya que era una ayuda a dicho sector. Más tarde se cambió para asignarlo a la demanda de energía eléctrica y se cobra a un porcentaje sobre la base del coste del 5,11%.

Es un impuesto que ha sido excluido de ciertas actividades y del que ciertos consumidores se pueden descontar un 85% y hasta un 100% en función de unas condiciones y unos requisitos. Se redujo considerablemente en el año 2021 y se ha ido incrementando hasta volver a su valor original en los últimos meses. [5]

#### ***1.5.8.2 Impuesto municipal:***

El impuesto municipal es un impuesto cobrado por los ayuntamientos cobrado a las comercializadoras por el uso de los elementos del sistema eléctrico que ocupan las calles tales como los postes, cables y otros dispositivos necesarios para el correcto funcionamiento del suministro. Este impuesto corresponde a los ayuntamientos en toda la tarea de funcionamiento del sistema de cobro y liquidación. El cálculo se hace en función de los ingresos brutos generados por los clientes ubicados en determinado municipio. No se cobra directamente al consumidor, pero las empresas pueden remitirlo en un concepto adicional sobre el monto que el cliente paga en la factura excluyendo peajes de acceso a red.

#### ***1.5.8.3 Impuesto sobre el valor añadido (IVA):***

El valor del IVA ha estado sujeto a cambios a lo largo de los últimos años por las crisis en los precios de la electricidad que incremento la cuantía de dicho valor considerablemente. Es por ello por lo que se redujo para determinados meses al año cuando el precio hubiera superado un valor de mercado en el mes anterior.

Con esto termina la listas de los costes asociados al consumo de electricidad o los componentes del precio final. Conocer estos costes es fundamental para entender no solo la factura de la luz para clientes finales sino también la estructura de costes de una comercializadora de energía eléctrica que tiene que lidiar con muchos costes sujetos a regulación, pero también muchos conceptos variables. Esto permite a la empresa jugar con la distribución de clientes en cuanto al número de clientes de cada tarifa y el tipo de contrato que tienen dichos clientes con la

comercializadora para abonar el monto correspondiente a la energía que consumen cada mes.

## **2. ESTADO DE LA CUESTIÓN**

El contexto de este proyecto lleva a mirar hacia empresas que ofrezcan servicios de consultoría energética o comercial a empresas del sector. Es frecuente que las empresas comercializadoras contraten estos servicios para ayudarse de análisis profundos que ayuden a establecer los precios de sus campañas. Dichos análisis no son solo de mercado, sino también de la estructura interna de la empresa y su modelo de costes. Conocer estos detalles es fundamental para saber cuáles son los segmentos de clientes más adecuados para la estrategia de la empresa.

La división de la empresa comercializadora, que es el cliente de la herramienta, presenta varios frentes en los que se pueden haber realizado estudios en profundidad. El primero sería la naturaleza de los costes y cual es el origen de los mismos. El segundo sería como se realiza la previsión de estos costes para los ejercicios futuros y así tener una imagen más precisa del futuro. El tercero sería el comportamiento de la demanda de los clientes de la empresa y como sus los patrones de consumo afectan a los resultados. El cuarto sería la creación de productos de venta de electricidad y su penetración en una base de clientes potenciales. El último campo en el que se pueden haber realizado estudios es el de los resultados financieros de la comercializadora eléctrica.

En cuanto a los costes se han realizado varios estudios y recolección de datos que ayudan a contabilizar los porcentajes del precio final que paga el consumidor correspondientes al precio de la electricidad en el mercado y el resto de los costes. En concreto el Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE) recoge este análisis en su informe anual del año 2023. [6]

La previsión de costes futuros de la electricidad es una parte fundamental para los resultados de una empresa comercializadora de electricidad. Esto es

porque el producto que se vende tiene una alta variabilidad. La capacidad para prevenir las fluctuaciones o protegerse de estas puede afectar de forma muy positiva al ejercicio de la empresa. La empresa de consultoría Price ha realizado un análisis de los cambios en el precio de la electricidad a causa de la energía nuclear [7]. Esto puede ser un precursor del escenario futuro en España.

El comportamiento de la demanda es otro factor importante que va a influir en el precio que las empresas pagan por la electricidad que consumen sus clientes. Esto se debe a las diferentes actividades que afectan al precio final en cuanto a generación y como estas se distribuyen a lo largo del día. La demanda de electricidad de los clientes de una empresa es uno de los factores más importantes en sus resultados. En este sentido hay muchos informes sobre previsión de demanda, pero muy pocos ponen el foco en como afecta dichos patrones a la distribución de costes.

La creación de productos de venta de electricidad para clientes finales es uno de los objetivos principales de la comercializadora. Estos productos son las fuentes de ingresos de estas empresas y la consecución de una oferta adecuada puede mejorar sus resultados significativamente. Existen algunos estudios que analizan la sensibilidad de los clientes a los precios y como esto empuja a cambiarse de productos [8].

Los resultados de la empresa comercializadora son uno de los indicadores principales del estado de la empresa. Ofrecen información sobre los clientes en cuanto a cantidad, de los precios, del tipo de cliente incluso y otros factores que permiten conocer la empresa. Este proyecto pretende realizar el proceso contrario, es decir, con una información sobre clientes conocer los posibles resultados económicos. Esto se presenta como una herramienta de predicción y planificación fundamental para las empresas. Existen notas de prensa y documentos que hablan del mercado y los resultados de las empresas comercializadoras de empresas como Price [9].



## **3. DEFINICIÓN DEL TRABAJO**

### **3.1 Justificación**

La herramienta que se pretende desarrollar es un activo que puede resultar de gran valor para empresas comercializadoras. Dicha herramienta pretende recoger los diferentes factores que tienen relevancia a la hora de desarrollar campañas de venta de electricidad y combinarlos para obtener resultados óptimos. Con estos resultados se podrán dar recomendaciones a empresas para la toma de decisiones comerciales.

Este proyecto tiene una importante sección de análisis del negocio de la comercialización de electricidad. Esta parte es fundamental para evaluar las situaciones de cada empresa y así realizar de forma adecuada las decisiones estratégicas y comerciales de la empresa. El proyecto pretende desgranar los diferentes factores que afectan al establecimiento de los precios de la electricidad por parte de las empresas comercializadoras. La razón de la realización de este proyecto es principalmente la de aglutinar en una herramienta todos los procesos que tienen lugar en una comercializadora. Es una forma de repasar las decisiones principales que afectan a los resultados de la empresa.

La creación de la herramienta surge de una necesidad identificada en el mercado de asistencia a las comercializadoras en el establecimiento de precios competitivos. Es un producto que brinda una ventaja a sus usuarios para crear campañas de venta precisas en muy poco tiempo. Permite ahorrar en recursos a las empresas para que puedan destinarlos a mejorar su operativa y sus capacidades y así vender más clientes. Es una herramienta todo en uno con la que se pueden crear productos, analizar resultados, estudiar la competencia y comparar casos de uso.

## **3.2 Objetivos**

- El primer objetivo del proyecto es la creación de una herramienta que determine los precios óptimos de venta de electricidad para una empresa.
- El segundo objetivo del proyecto es la realización de varios casos de uso de la herramienta y analizar los resultados.
- El tercer objetivo del proyecto es comprender los diferentes componentes del precio final de la electricidad. Esto es, reunir los precios de mercado libre y regulados.
- El cuarto objetivo es idear y desarrollar un modelo de previsión de precios de algunos de los componentes finales del precio de la electricidad. Esto es importante para el desarrollo de campañas en el futuro.
- El quinto objetivo es conocer los diferentes tipos de clientes según sus tarifas de transporte y distribución eléctrica y el tipo de contrato que tengan con la comercializadora. Para ello es importante comprender las diferentes tarifas y contratos.

## **3.3 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS):**

- **ODS 7 Energía asequible y no contaminante:** fomenta una estructura de creación de precios justa para los clientes. Además de que es transparente en la elaboración de los precios ya que detalla e incluye los componentes del precio final.
- **ODS 9 Industria, innovación e infraestructura:** este proyecto supone una innovación tecnológica por el uso de las herramientas digitales disponibles para ofrecer ventajas en otros sectores. Además de que, detallando algunos de los componentes del precio final que

se refieren al uso y mantenimiento de la red de transporte, se subraya la importancia de una infraestructura robusta para el correcto funcionamiento de la red.

- **ODS 12 Producción y consumo responsables:** el proyecto se relaciona con este ODS por la explicación y detalle de los perfiles de consumo y los periodos de facturación. Estos periodos están relacionados con la demanda eléctrica. De forma que se fomenta el consumo responsable de la electricidad por parte de los consumidores.

### **3.4 Metodología**

La metodología que se va a usar en la creación de la herramienta es la división de esta en cada una de sus capacidades individuales e independientes. Es decir, se harán las diferentes partes por separado y finalmente se unirán en una sola herramienta que las relacione. Para ello se utilizará el programa de Microsoft Office, Excel que permite el manejo de grandes cantidades de datos. Cada parte se hará en una pestaña independiente de una misma hoja.

El primer paso será la creación de una plataforma que soporte y reúna todos los costes que componen el precio final de la electricidad. Para ello habrá que acceder a los datos de costes regulados y no regulados a través de las fuentes oficiales. Una vez recopilados se reunirán de forma que resulte sencillo calcular el computo total para cada hora y tipo de cliente por tarifa.

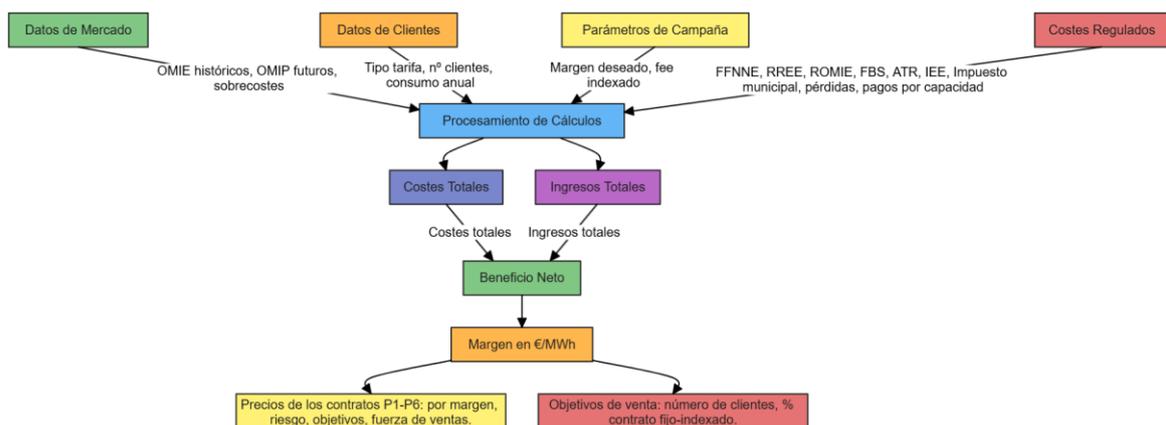
El siguiente paso será acceder a los datos de perfiles de consumo y combinarlos con los costes que tienen dichas cantidades de electricidad en cada hora. Con esta información por cada tipo de cliente se pueden determinar los costes totales para periodos de tiempo delimitados. Además de que se realizará un estudio para comprender el comportamiento de la demanda de los clientes.

A continuación, se creará la parte final de la herramienta que recibirá los datos finales de cada campaña para determinar sus resultados. Esta parte, se puede crear con unos precios arbitrarios para la configuración de dicha pestaña y comprobar la funcionalidad. Combinando los precios con los perfiles de consumo se podrá determinar lo que se ingresa con cada cliente. Una vez se dispone de esta información y de los datos sobre la base de clientes en cuanto a número y tarifa, se podrán determinar los resultados económicos.

Por último, con la herramienta funcionando se podrán establecer diferentes casuísticas y crear situaciones para evaluar campañas. Se podrán incluir detalles y condiciones adicionales para obtener resultados más precisos y adaptados a la realidad. Estos son los resultados que permitirán al usuario beneficiarse del uso de la herramienta y reconocer el valor de la misma.

## 4. CONFIGURACIÓN INTERNA Y CREACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE LA HERRAMIENTA

Este proyecto tiene como eje central la creación de una herramienta de diseño de los precios de tarifas de energía eléctrica. Se alimentará de las condiciones de los contratos, la distribución de los clientes por segmentos y el modelo de costes a futuro. Todos estos factores tienen un impacto en el beneficio operativo de la comercializadora. Esta herramienta pretende servir a estas empresas para que puedan minimizar los riesgos en su negocio que provienen de la fluctuación de los precios de la energía. Son varios los componentes que forman esta herramienta hasta obtener un modelo robusto con unos parámetros de entrada y salida adecuadamente definidos.



*Ilustración 2. Diagrama de bloques de la herramienta.*

Este diagrama muestra los datos de entrada de la herramienta y los datos de salida para los casos más habituales de uso. Es un resumen a modo diagrama de bloques que explica lo que la herramienta procesa para dar los resultados que

se desean. A continuación se procede a explicar los componentes de la herramienta y los procesos de cálculo que se utilizan para conseguir los resultados deseados.

## **4.1 Creación del modelo de costes:**

Los precios de la electricidad pagados por la comercializadora y sus clientes están compuestos de varios conceptos. Estos conceptos se han desarrollado en profundidad en la introducción de este proyecto. Para reunirlos en una sola base de datos adecuadamente e integrarlos bien en el modelo ha sido necesario clasificarlos. Los componentes de estos precios se recogen de fuentes oficiales para garantizar la fiabilidad de la herramienta. Tras crear la base de datos en la que se recogen estos costes, se ha procedido a su organización para facilitar el uso de la herramienta. Se procede a detallar la organización de estos componentes.

### **4.1.1 COSTES HORARIOS (OMIE Y SOBRECOSTES):**

Estos costes provienen de la página web oficial de la REE. Se pueden descargar en formato CSV para manipularlos o integrarlos en bases de datos o herramientas. Una vez recogidos se ubican en una base de datos para cada hora del año en el que se pretenden vender las campañas de electricidad que se van a crear. El resto de los sobrecostes que no son horarios se han organizado en tablas que distribuyen los costes por periodo y tipo de cliente. Estos costes están regulados y se publican en el Boletín Oficial del Estado, de modo que son públicos y accesibles. Son una entrada adicional de la herramienta para construir los costes totales.

### **4.1.2 ATR, PÉRDIDAS Y OTROS COSTES FIJOS:**

Estos componentes del precio final también son accesibles en fuentes públicas ofrecidas por el operador del sistema y los organismos estatales pertinentes. ATR está publicado en el BOE de forma que se ha accedido desde dicha fuente a los valores que se han usado para construir la estructura de costes.

Las pérdidas y el resto de los costes fijos también se obtienen de fuentes públicas. Los costes fijos son componentes del precio final cuyo valor es constante por hora, tipo de cliente y periodo, de forma que para imputarlo bastaría con multiplicar su valor por el consumo en el periodo correspondiente.

Componente		Variabilidad	Imputación
<b>OMIE</b>		Precio horario	Energía
<b>SOBRECOSTES</b>	Restricciones técnicas	Precio horario	Energía
	Restricciones técnicas tiempo real	Precio horario	Energía
	Banda regulación secundaria	Precio horario	Energía
	Incumplimiento energía de balance	Precio horario	Energía
	Coste desvíos	Precio horario	Energía
	Saldo desvíos	Precio horario	Energía
	Control factor de potencia	Precio horario	Energía
	Procedimiento de operación 14.6	Precio horario	Energía
	Pagos por capacidad	Periodo y tarifa	Energía
	Retribución REE	Constante	Energía
	Retribución OMIE	Constante	Energía
Servicio respuesta activa demanda	Constante	Energía	
<b>ATR</b>	<b>CARGOS</b>	Periodo y tarifa	Energía
	<b>PEAJES</b>	Periodo y tarifa	Energía
<b>FEE COMERCIALIZADORA</b>		Precio contractual	Energía
<b>PÉRDIDAS</b>		Porcentual	Energía
<b>OTROS</b>	<b>FINANCIACIÓN BONO SOCIAL</b>	Constante	Energía
	Financiación FNEE	Constante	Energía
	<b>ALQUILER DEL CONTADOR</b>	Precio diario	Fijo
<b>GARANTÍAS DE ORIGEN</b>		Precio mensual	Fijo
<b>IMPUESTOS</b>	<b>ESPECIAL ELÉCTRICO</b>	Porcentual	Porcentual
	<b>MUNICIPAL</b>	Porcentual	Porcentual
	<b>IVA</b>	Porcentual	Porcentual

Tabla 6. Resumen de componentes del precio final y modelo de cobro.

## 4.2 Modelo de precios a futuro:

El contexto de los precios de la energía es un tema complejo que no es el único objetivo del proyecto pero que tiene una importancia alta en el resultado del

modelo y que hay que analizar en detalle para saber cuáles pueden ser los escenarios futuros de precios de la electricidad. Para una empresa comercializadora es esencial poder tener una estimación lo más fiable posible de los precios a futuro ya que ello puede determinar sus estrategias de campaña en los próximos meses y le puede dar una ventaja competitiva sobre los otros agentes del mercado a la hora de captar clientes. Es fundamental que se entiendan cuáles son los componentes del precio final que se han revisado en la introducción para identificar cuáles tienen menos peso y cuáles son los que van a sufrir cambios más significativos afectando así a los modelos económicos tanto comercial como de aprovisionamiento de la empresa.

Para este modelo se van a revisar especialmente dos de los componentes del precio final que son especialmente relevantes de cara a la variabilidad de la cantidad final y con los que, si se prevé un cambio de aquí al próximo año y a los siguientes debido al volátil escenario energético tan dependiente de factores externos como la geopolítica, el desarrollo tecnológico y los modelos de consumo de energía.

Estos factores se van a analizar desde un punto de vista principalmente eléctrico analizando las tendencias en el sector, la evolución reciente de energías renovables, los acontecimientos importantes en términos eléctricos y las modalidades de consumo en los clientes.

#### **4.2.1 CÁLCULO DE PREVISIÓN DE COSTE DE LA ENERGÍA:**

La parte principal de la herramienta desarrollada y la que determina los resultados es una lógica de cálculo de precios para el año 2026. Dicha lógica se nutre a partir de una serie de parámetros históricos y valores futuros o esperados del precio de la electricidad. Estas variables se han combinado para crear una base de datos precisa que pueda ayudar a la empresa comercializadora en la creación de campañas de venta. Se ha diseñado una lógica de cálculo con el objetivo de maximizar la precisión de la previsión de ventas.

En este ámbito se va a dividir la metodología de cálculo en dos partes separadas por su diferente naturaleza y forma de cálculo que recogen datos de fuentes diferentes y hacen suposiciones diferentes. Estos dos componentes son los sobrecostes y el precio del OMIE. Son los dos componentes más variables y representativos del precio final de la electricidad. Además de que ninguno de los dos está regulado y por tanto no se pueden trasladar directamente al consumidor. Son los dos componentes que merece la pena variar para obtener un precio competitivo en cuanto a mercado y seguro en cuanto a resultados económicos derivados de la actividad de la empresa.

En este apartado se pretende explicar la metodología seguida para el cálculo de estos valores para el año 2026 y los procedimientos y pasos seguidos para obtener valores numéricos finales que se utilizarán en el cálculo de las campañas de venta de electricidad con la herramienta desarrollada para tal efecto. Esta herramienta se utiliza datos horarios numéricos para cada año y para cada tarifa para poder determinar precios finales de venta al consumidor. Si se pretende hacer una campaña para un año por venir es necesario estimar unos precios para dicho año e incluirlos en la herramienta para que esté actualizada a lo que será el escenario futuro. Se describe a continuación la metodología utilizada para crear una base de precios horaria para el año 2026 en función de una serie de parámetros.

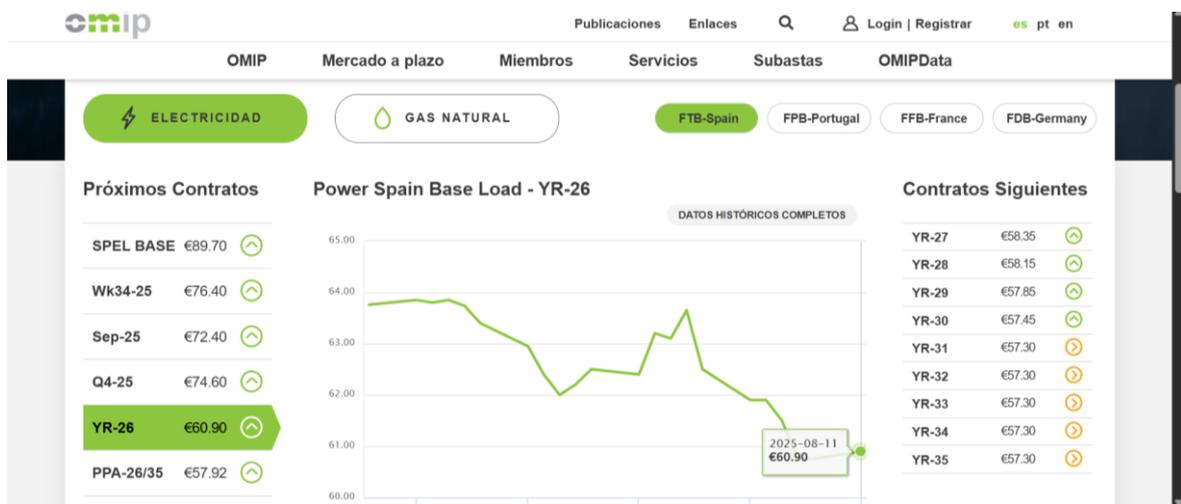
Dichos parámetros son los precios de OMIE 2024 y primer semestre de 2025, los sobrecostes del mismo periodo hasta el 30 de junio de 2025 y por último los precios futuros de OMIP que se han usado exclusivamente para hacer los cálculos del mercado spot del año 2026.

#### **4.2.1.1 Precio OMIE:**

Como se ha explicado previamente los precios del mercado spot son muy variables a lo largo del año y tienen una dependencia con muchos factores externos como el clima, la geopolítica y la economía entre otros. Este componente del precio final es el más relevante en términos de porcentaje sobre el coste de la energía

final que paga el consumidor y por tanto es muy importante hacer un cálculo preciso y seguro de esta previsión para tener éxito en las actividades futuras desde el punto de vista financiero en una comercializadora.

Es por ello por lo que la forma más precisa de calcular este componente del precio final se ha elaborado con el precio futuro de OMIP. OMIP recoge y analiza precios de contratos de compra y venta de electricidad que se realizan con una visión más largoplacista. Dichos contratos los firman entidades con grandes consumos o demandas agregadas y productores que venden grandes volúmenes de energía eléctrica. De esta forma, OMIP es la plataforma o intermediario entre estos agentes que compran productos financieros llamados derivados porque tienen su principal fuente de valor en la energía derivada del contrato y que se va a entregar al comprador [7]. También existen modelos de productos derivados de gas y otras fuentes de energía que no son relevantes a efectos del proyecto.



*Ilustración 3. Plataforma OMIP desde un navegador en agosto de 2025 [8].*

OMIP por tanto determina los precios de dichos productos en este caso de electricidad en un tiempo futuro a modo de previsión. Dichos futuros son elaborados a partir de grandes contratos de electricidad entre compradores que tienen una

demanda futura de electricidad y quieren asegurarse un precio fijo para dicha electricidad en un plazo concreto. OMIP por tanto realiza estos cálculos de futuros con contratos cerrados por empresas que ya han hecho un análisis del precio futuro de la electricidad y determinan el precio en el que compran como justo o beneficioso con respecto al mercado. Esto permite a empresas como comercializadoras prever sus gastos de aprovisionamiento en el futuro para poder construir su estrategia con menos incógnitas.

#### 4.2.1.1.1 Cálculo del precio futuro OMIE por mes de 2026:

La metodología de cálculo seguida es sencilla. El primer paso es recoger la información de futuro disponible para el cálculo más preciso posible. Estos futuros están publicados a cinco semanas, a un mes, a un trimestre, a un año y a cinco años. En junio de 2025 y para el año 2026 solo se dispone de la siguiente información:

FUTUROS 2026		
mes	Q	precio
1	NA	88,23 €
NA	1	71,88 €
NA	2	40,25 €
NA	3	69,10 €
NA	4	72,50 €

Tabla 7. Precios futuros OMIP 2026 en €/MWh [8].

Con estos precios se construye la tabla de precios para el año 2026 con un precio medio para cada mes que viene determinado en el caso de los últimos tres trimestres por el precio del futuro de dicho trimestre y en el caso del primer trimestre se combinan los precios de enero y la media del trimestre para obtener un precio para febrero y marzo que haga cumplir la media de Q1. Para ello se obtienen el número de horas de cada mes y se calcula la suma total para cada el primer trimestre con la media de 71,88€, con la media conocida de enero se calcula la

suma del mes de enero y se le resta a la cantidad total en Q1 con lo que se obtiene una suma correspondiente a febrero y marzo, finalmente se divide entre el número total de horas en febrero y marzo (1416 horas) y se obtiene un precio medio OMIE para febrero y marzo de 2026.

Q1 2026 (€/MWh)	
mes	medio
1	88,23 €
2	63,29 €
3	63,29 €

Tabla 8. Precio medio OMIE futuro 2026 [8].

#### 4.2.1.1.2 Cálculo de los precios horarios de 2026:

Para el cálculo de los precios horarios de 2026 con los precios medios estimados para cada mes se van a utilizar los precios de 2024 y 2025 a modo de perfil para aumentar la precisión y mantener los precios altos en las horas caras que sucedieron en 2024 y 2025 igual en 2026 para aumentar la precisión en el cálculo del coste total por cliente para tener una mayor cercanía a la realidad. Dado que solo se han podido recoger datos de precios reales de 2025 hasta el final del primer semestre, se ha dividido el cálculo y se ha realizado de formas diferentes para cada mes o trimestre del año 2026 aprovechando al máximo los datos disponibles.

En cualquier caso, el método general de cálculo es el mismo. En función del periodo que se utilice se calcula la media real o conocida (2024 o 2025) y se mayor o minor a la media futura para ese periodo. Es decir, se divide el valor del precio de cada hora entre el promedio de real de ese periodo y se multiplica por el promedio futuro. De esta forma se mantiene el promedio futuro, pero se tiene un perfil de distribución de los precios más realista y adaptado a la realidad del mercado. Esto es relevante ya que los precios de la electricidad pueden presentar

diferencias muy significativas entre unas horas y otras en el mismo día por las diferencias de demanda en cada hora, de forma que si hay mucho consumo por lo general el precio sube y si hay menos consumo el precio baja. Dado que los perfiles de consumo no son constantes a lo largo de las 24h del día, los costes por cliente se ven afectados si en horas de mayor consumo el precio es mayor.

El perfil de precios del primer mes de 2026 se confecciona con los precios horarios de enero de 2025 y con el futuro para dicho mes. Los precios de cada hora de enero de 2025 están publicados en la página web de REE y se pueden descargar fácilmente.

Para los dos meses restantes del primer trimestre de 2026 se usará el método descrito anteriormente para calcular la media de todas las horas de febrero y marzo que difiere de la media de medias de febrero y marzo por haber una discrepancia de tres días entre ambos meses que hace que la de marzo pese más. Esta media se usa para el cálculo del perfil de 2026 con el valor obtenido anteriormente para los futuros de los meses de febrero y marzo a partir de la media de enero y la del Q1. Estos dos meses se calculan a partir del perfil de precios de 2025 que también está disponible en la página web de REE.

Por último, el perfil de precios de 2025 resulta útil para el cálculo de precios de 2026 en el segundo trimestre o Q2. Para este caso, al no disponer de los precios futuros de 2026 en abril, mayo y junio por separado, se utiliza simplemente la media de dicho trimestre por horas que es más preciso que con la media de medias de los tres meses y se combina con el precio futuro de Q2 de 2026. Los valores finales utilizados de 2025 para estos cálculos son los siguientes:

OMIE 2025 (€/MWh)		
Mes	Media mes	Media usada
1	96,69 €	96,69 €
2	108,31 €	79,32 €
3	53,14 €	79,32 €
4	25,91 €	38,29 €
5	16,97 €	38,29 €
6	72,69 €	38,29 €

Tabla 9. Precios medios OMIE 2025 usados en el cálculo [9].

La metodología o más bien los precios utilizados para el cálculo del precio OMIE para el segundo semestre de 2026 difieren del primer semestre principalmente porque los datos del año 2025 no están disponibles y por ende hay que usar los de 2024 renunciando a algo de precisión por antigüedad de los datos. Esta falta de precisión se va a traducir en unos precios presumiblemente más altos que la realidad por menor presencia de producción solar en España en 2024 que en 2025 [10] [11].

Con esto dicho se va a utilizar la misma metodología que en el segundo trimestre de 2026 pero esta vez con datos de 2024 haciendo la media de los últimos trimestres de este año y utilizando el perfil de precios para obtener la segunda mitad de precios OMIE para el año 2026. Los valores utilizados son los siguientes:

OMIE 2024 (€/MWh)	
Q	Medio
3	78,53 €
4	94,43 €

Tabla 10. Precios medios OMIE de los últimos trimestres de 2024 [9].

Con estos cálculos queda un perfil de precios estimados para el año 2026 en el mercado mayorista o spot que se utilizará para el cálculo de los costes totales por cliente de la comercializadora.

OMIE 2026 (€/MWh)	
Mes	Precio medio
1	88,23 €
2	86,41 €
3	42,40 €
4	27,24 €
5	17,84 €
6	76,42 €
7	63,03 €
8	79,96 €
9	64,15 €
10	52,38 €
11	80,05 €
12	85,31 €

Tabla 11. Precios medios OMIE estimados por mes 2026.

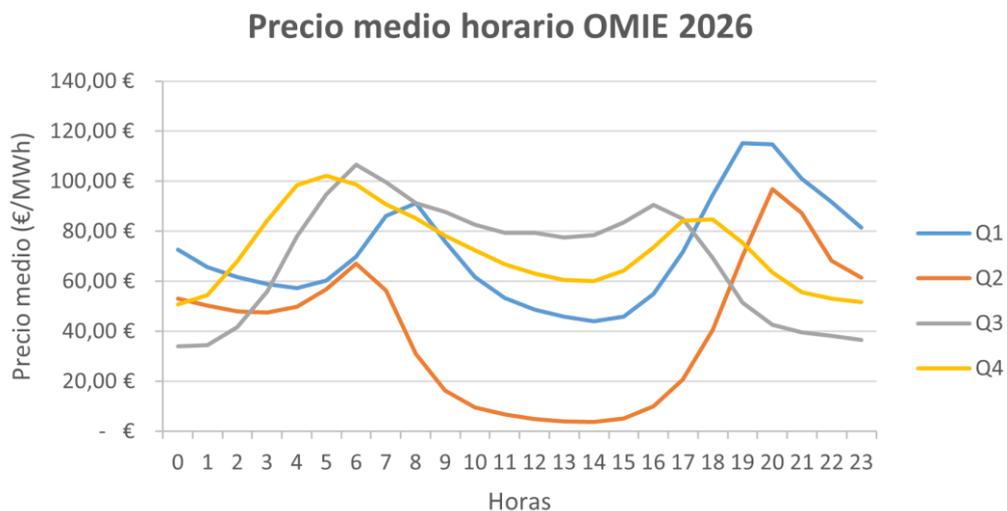


Ilustración 4. Precios OMIE medios horarios para cada trimestre de 2026.

Esta gráfica muestra el resultado del modelo en cuanto a configuración de precios para el año 2026. Se aprecia la diferencia de precios significativa sobre todo en las horas del día con más sol para el trimestre de primavera. Ya que coincide con los meses de menor demanda eléctrica y por tanto precios más baratos.

Además de las conocidas puntas y valles en las horas de mayor y menor demanda. Puntas que se desplazan en función del trimestre.

#### **4.2.1.2 Sobrecostes 2026:**

Los sobrecostes son un componente del precio final con una naturaleza distinta a la del precio del mercado mayorista y que además es mucho menos predecible si cabe debido a la variabilidad de su origen. En esta fase del proyecto se van a tratar los sobrecostes como un total o suma que se va a operar a la vez, a la hora de realizar los cálculos se va a unificar todo usando el mismo criterio que se uso para confeccionar los precios del año 2024 para no incurrir en inconsistencias en las metodologías de cálculo.

Los sobrecostes se relacionan y provienen de procedimientos de gestión y mantenimiento para un correcto funcionamiento del sistema eléctrico español que tienen un coste que depende de las circunstancias y características del sistema en cada momento. Es por ello, que para estos cálculos va a ser especialmente relevante el apagón del 28 de abril de 2025 en el que ocurrió un cero nacional de tensiones y se perdió gran parte del suministro eléctrico del país. [12] Este suceso se ha considerado un fallo del sistema eléctrico que ha llevado a cambiar algunos de los procedimientos de operación para mejorar la fiabilidad del suministro y evitar futuros cortes en la operación de la red eléctrica de nuestro país.

##### **4.2.1.2.1 Lógica de cálculo detrás de los sobrecostes 2026:**

Como se ha detallado previamente el cálculo de los sobrecostes se ha hecho teniendo muy en cuenta el evento del 28 de abril de 2025 en el que el sistema eléctrico sufrió un corte en el suministro para toda la península y los sistemas dependientes a esta. Por eso, se ha realizado una nueva recogida de datos de la página web de REE que ha dejado claro que se han incrementado los sobrecostes en los meses posteriores a dicho evento. Gracias a haber recogido estos costes y

analizado las diferencias con el año 2024 especialmente en los meses con datos disponibles que son mayo y abril se ha podido cuantificar este incremento. Con este aumento medible se puede proceder a un cálculo estimado de los sobrecostes para el año 2026. Los valores medios para cada mes de 2025 hasta el final del primer semestre quedan de la siguiente forma:

Sobrecostes 2025 (€/MWh)	
Mes	Precio medio
1	12,04 €
2	16,06 €
3	15,98 €
4	17,69 €
5	26,88 €
6	15,75 €

Tabla 12. Precio medio de los sobrecostes primer semestre 2025 [9].

#### 4.2.1.2.2 Cálculo de precios horarios estimados de los sobrecostes en 2026:

Los datos que se van a utilizar para este cálculo son los precios de los sobrecostes de todo el año 2024 y de la primera mitad del 2025. En función del mes del año 2026 se utilizará un método de cálculo diferente. Se utilizan solo en este caso precios históricos del último año y medio y no parámetros o estimaciones externas como era el caso de los futuros para el año 2026 publicados en OMIP. Esto es por la naturaleza diferente de los sobrecostes frente al precio del mercado diario y la poca predictibilidad de los mencionados sobrecostes dada también la diversidad de estos que existe.

La primera hipótesis que se va a realizar y que esta contrastada con los procedimientos implementados por REE en los meses próximos al apagón es que los sobrecostes se van a incrementar por un modo llamado “seguro” en la operación de la red y la decisión de las tecnologías implementadas en la producción de energía eléctrica en nuestro país [13]. Estas tecnologías han sido principalmente los ciclos combinados de gas y centrales de generación no renovable que han hecho dar algunos pasos para atrás pero que son fundamentales para asegurar el

suministro y tener una capacidad de generación preventiva suficiente para prevenir incidentes [14].

La segunda hipótesis es que los precios de los sobrecostes solo se van a incrementar durante un año desde finales de junio de 2025 llegando así hasta junio del año siguiente [13]. Esto es porque se asume que el sistema recuperará su estado normal y que se desarrollará una infraestructura y metodología robusta para garantizar el suministro que permitirá una reducción en los costes asociados al precio final de la electricidad pagados por el consumidor con una parte importante siendo los sobrecostes.

La tercera hipótesis es que cuando se termine este periodo y los precios vuelvan a un estado normal previo al apagón, se pueden tomar como la referencia que llevará a una mayor precisión, los precios del año anterior. Esto considerando que el año 2024 se fraguó sin incidentes graves en el suministro. Además de que, con las condiciones del sistema eléctrico hasta abril del año 2025 y en los meses del segundo semestre, podrían considerarse unos precios similares a los de esos meses para el año 2026.

Por ello, esta fase de cálculo es algo más sencilla que la parte de los precios del OMIE. Para los primeros cuatro meses del año se considera un incremento en la cantidad por el aun patente efecto apagón o modo seguro. Esto se va a cuantificar con los incrementos observados en los sobrecostes de mayo y junio del año 2025 con respecto a los del año anterior. En este sentido se cuantifican para cada hora un factor que se calcula como el cociente entre el valor del sobrecoste horario en 2025 y el valor del sobrecoste horario en 2024. Para todas las horas desde el 1 de mayo hasta el 30 de junio (1464 horas) se realiza la media de dichos factores y se obtiene un valor de  $k=1,66747442$  [9]. Este valor se utiliza para el cálculo de los sobrecostes en los cuatro primeros meses de 2024. Dicho valor  $k$  se calcula con la fórmula siguiente:

$$\bar{C}_{M,J} = \frac{1}{N_h} \left[ \sum_{d=1}^{31} \sum_{h=0}^{23} \left( \frac{P_{SC}(h, d, \text{Mayo}, 2025)}{P_{SC}(h, d, \text{Mayo}, 2024)} \right) + \sum_{d=1}^{30} \sum_{h=0}^{23} \left( \frac{P_{SC}(h, d, \text{Junio}, 2025)}{P_{SC}(h, d, \text{Junio}, 2024)} \right) \right]$$

*Ecuación 2. Cálculo de coeficiente para los sobrecostes de 2026.*

En dicha formula cada variable significa lo siguiente:

- $C_{M,J}$  : media de los cocientes de los sobrecostes para los meses de mayo y junio. Al que hemos denominado k.
- $N_h$  : número total de horas consideradas en ambos meses (mayo y junio).
- $N_h = (31 \text{ días en mayo} + 30 \text{ días en junio}) \times 24 \text{ horas/día} = 61 \times 24 = 1464$  horas.
- $P_{SC}(h, d, m, a)$ : precio horario de los sobrecostes para la hora h (desde las 0 hasta las 23), del día d, del mes m (mayo o junio), y del año a (2025 o 2024).

Una vez obtenido este coeficiente se procede a calcular la media de los precios horarios entre los sobrecostes de los años 2024 y 2025 para tener una mayor precisión ya que en meses como febrero se observan diferencias bastante significativas. De esta forma se obtiene una previsión más robusta que tiene en cuenta datos históricos de periodos diferentes. Con dicho valor medio para cada hora se hace el producto y se obtiene así el precio de los sobrecostes estimado para cada hora de los cuatro primeros meses del año 2026.

$$P_{SC}(h, d, m, 2026) = k \times \frac{P_{SC}(h, d, m, 2024) + P_{SC}(h, d, m, 2025)}{2}$$

*Ecuación 3. Fórmula para el cálculo de los sobrecostes horarios en 2026.*

Donde  $k$  es el valor antes mencionado y cuya fórmula de cálculo se ha detallado previamente, dando un valor igual a 1,67.

Para el precio de los sobrecostes de los meses de mayo y junio se considera que se continuará en un modelo de operación del sistema por parte de REE en modo seguro que garantice seguridad en el suministro y que incrementa los sobrecostes y por tanto se mantienen los valores reales del año 2025 para dichos meses que son los posteriores al apagón del 28 de abril.

Para el último semestre se considera una vuelta al modelo habitual de operación del sistema eléctrico en el que no existe el incremento de los sobrecostes observado tras el apagón y que puede modelarse con los precios del segundo semestre de 2024.

## **4.2.2 RESULTADOS DEL MODELO:**

Concluido el cálculo de los precios estimados para el año 2026 se han realizado unas graficas que representan los valores medios de los precios que se han calculado para 2026 y los dos previos 2024 y 2025. Se han realizado graficas de precios mensuales y trimestrales teniendo en cuenta que para el año 2025 solo existe disponibilidad de datos hasta junio. Dichos valores medios se han realizado con los precios horarios y no con precios diarios o mensuales (para el caso de los trimestres) por considerarse más precisos.

### **4.2.2.1 Precios OMIE:**

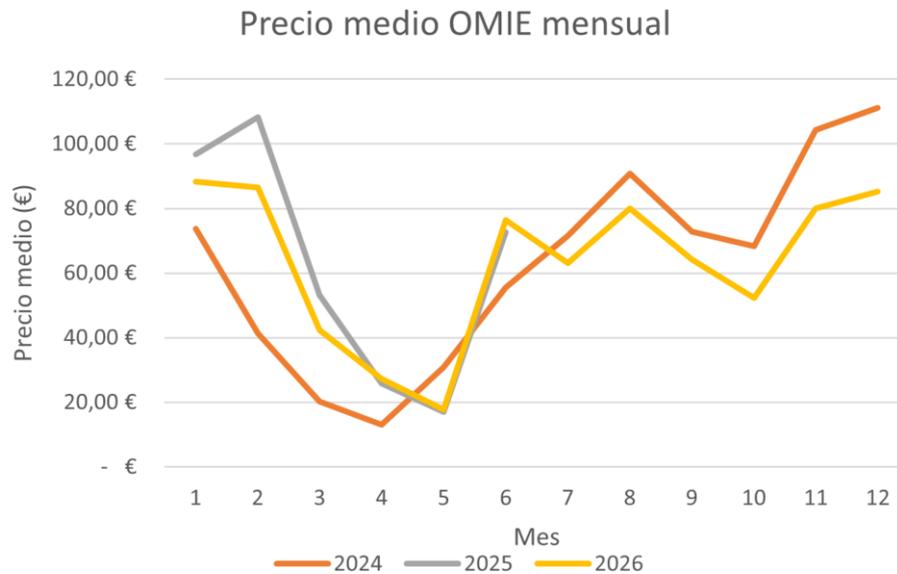


Ilustración 5. Comparación de los precios medios mensuales de OMIE 24-26 [9].

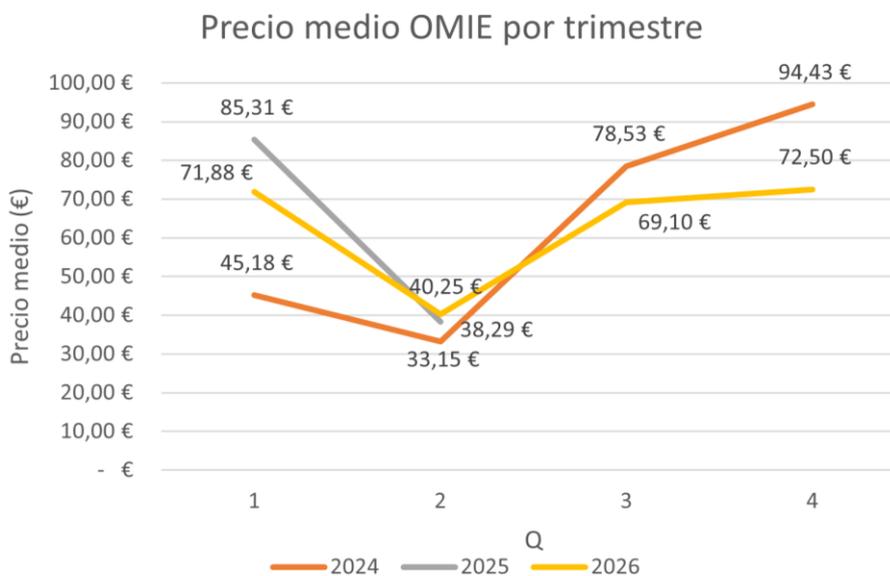


Ilustración 6. Comparación de los precios medios trimestrales de OMIE 24-26 [9].

En el resumen de los precios de OMIE para los años 2024 a 2026 se observa que se está realizando un modelo de alguna forma conservador con respecto al año 2024 en el primer semestre y algo agresivo con respecto al año 2025 donde los precios son superiores y por tanto se podría correr el riesgo de tener precios menores a mercado real y perder dinero.

Sin embargo, para el segundo semestre en el que solo se tiene la referencia del año 2024 se aprecia que los precios futuros son menores a los registrados en el año 2024, de modo que se está llevando a cabo un modelo agresivo que puede llevar a una captación de clientes alta pero también incurrir en un margen bajo o incluso pérdidas.

#### 4.2.2.2 Sobrecostes:

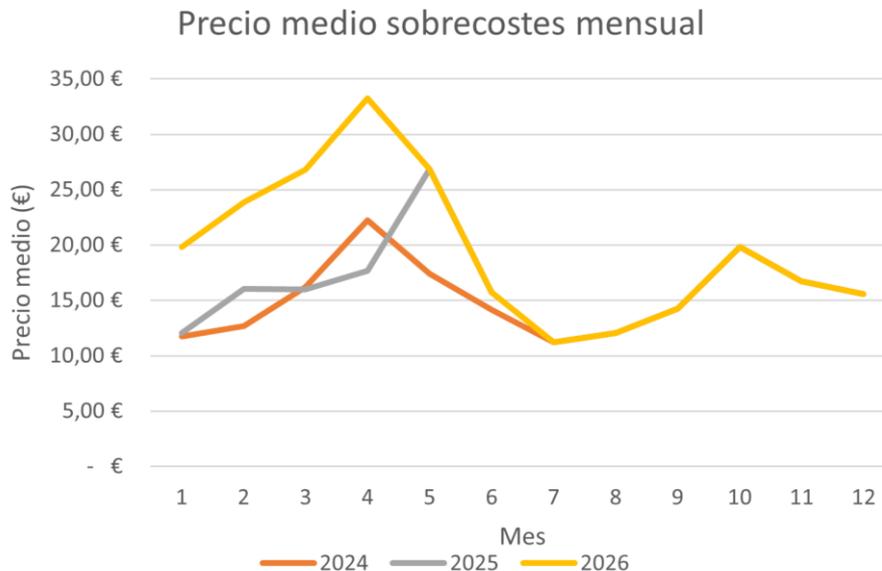


Ilustración 7. Comparación de los precios medios mensuales de sobrecostes 24-26 [9].

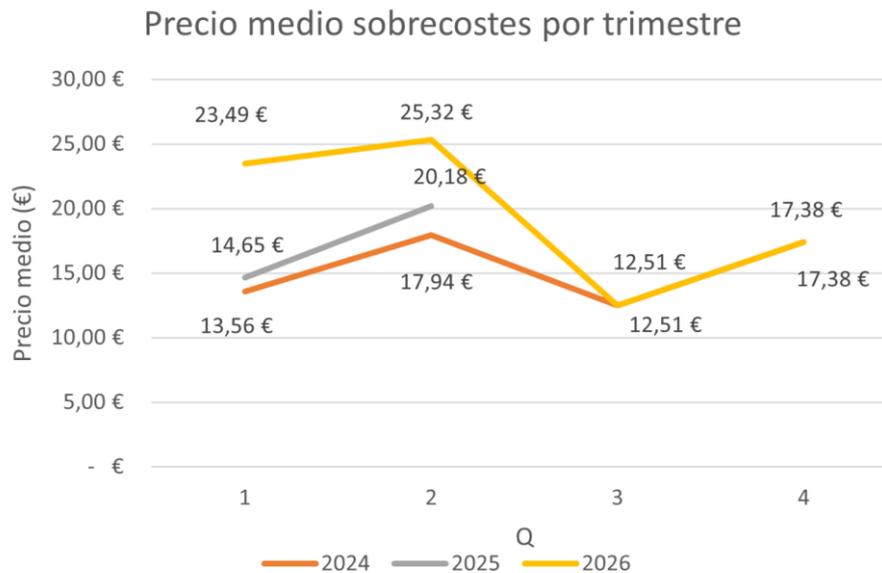


Ilustración 8. Comparación de los precios medios trimestrales de sobrecostes 24-26 [9].

Para los sobrecostes, sin embargo, se está realizando un modelo conservador tras lo vivido en estos últimos meses que garantiza una cobertura suficiente para el coste de este componente del precio final que cobra mayor protagonismo, más adelante se observará el precio de los sobrecostes correspondiente al segundo semestre de 2024 que mantiene el coste en valores bastante menores que en el primer semestre considerando que se revertirá la tendencia posterior al apagón.

### 4.3 Fórmula para el cálculo del coste final:

Realizadas las dos tareas anteriores se procede a establecer una fórmula para el cálculo del coste final de la energía. Este coste será el que va a pagar la comercializadora para todo su consumo con independencia del cliente. Dicho coste varía de forma horaria.

En primer lugar, se reúnen los costes horarios que dependen del mercado libre y varían para cada hora del año. Se suman en una sola columna o componente que esta principalmente formada por el precio OMIE y los sobrecostes. A continuación, se suman todos los costes fijos que son la retribución a REE, la retribución a OMIE, el servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD), la financiación del Bono Social y la financiación del Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Dichos costes tal y como se han utilizado se recogen en la siguiente tabla:

PRECIOS [€/Mwh]			
COSTE	2024	2025	Q1-2 2026
RREE	0,17498 €	0,16853 €	0,29177 €
ROMIE	0,04096 €	0,04096 €	0,06830 €
SRAD	0,20 €	0,20 €	0,33349 €
BS	1,420662 €	0,358725 €	2,36892 €
FNEE	0,947453 €	1,520535 €	1,57985 €
<b>SUMA</b>	<b>2,784055 €</b>	<b>2,28875 €</b>	<b>4,64234 €</b>

Tabla 13. Costes fijos para los periodos analizados [15] [16] [17] [18].

El precio para el segundo semestre de 2026 es el del año 2025 ya que son los precios actualmente publicados en el BOE para estos conceptos. Los precios para el primer semestre de 2026 han sido incrementados en la misma medida que los sobrecostes con el factor constante  $k=1,67$ .

A continuación, se crea una columna por cada tipo de cliente asociado a una tarifa (2.0, 3.0...) para el coste final y para el coste de ATR. Para esto ha sido necesario ubicar en cada hora del año 2026 los periodos correspondientes en función de las normas publicadas en el BOE para tal asignación. La columna de coste final tendrá la siguiente fórmula integrada para la computación del coste final en cada hora para cada tipo de cliente:

$$\text{CosteTotal}_{\text{Horario}}(h, T, P) = \left( (OMIE(h) + SC(h) + V_{\text{Constantes}} + CAP_H(P, T)) \times (1 + Imp_{\text{Mun}}) \times (1 + PERD(P, T)) \right) + ATR(P, T)$$

*Ecuación 4. Cálculo del coste horario por tipo de tarifa.*

Donde el desglose por variables que participan en la ecuación viene detallado a continuación:

- **CosteTotal\_Horario(h, T, P):** Coste total de la energía por Megavatio-hora (€/MWh). Variables de Identificación: h: Hora del día (0-23). T: Tipo de tarifa de acceso (2.0TD, 3.0TD...). P: Período horario dentro de la tarifa (P1, P2...).
- **OMIE(h):** Precio horario de la energía en el mercado mayorista OMIE para la hora h (€/MWh).
- **SC(h):** Sobrecostes aplicables para la hora h (€/MWh).
- **V\_Constantes:** Valores constantes por unidad de energía (€/MWh). Son costes fijos aplicados uniformemente por cada MWh.
- **CAP\_H(P, T):** Componente horario equivalente de los pagos por capacidad para el período P y la tarifa T (€/MWh).
- **Imp\_Mun:** Valor del impuesto municipal aplicable (en tanto por uno, igual a 0,01523).
- **PERD(P, T):** Coeficiente de pérdidas de energía aplicable al período P y la tarifa T (en tanto por uno, ej. 0,05).
- **ATR(P, T):** Coste de Acceso de Terceros a la Red (ATR), término de energía del peaje de acceso para el período P y la tarifa T (€/MWh).

De estos valores para el año 2026 han permanecido intactos los pagos por capacidad que llevan siendo los mismos desde 2008, el impuesto municipal que no cambia de forma anual, los coeficientes de pérdidas y el ATR que no ha sufrido cambios en los últimos BOE. Se trata del caso concreto del año 2026 pero en caso de que estos valores cambiaran a causa de nuevas regulaciones bastaría con actualizar la base de datos. Esto aporta robustez a la herramienta y versatilidad si se produjeran cambios en alguna de las variables.

Esta fórmula es única para cualquier caso de la herramienta ya que se trata del coste de la energía por hora y tipo de cliente en el año correspondiente al ejercicio. Es una fórmula válida en cualquier año y para crear tarifas en los diferentes años bastaría con actualizar los datos de los precios como se ha hecho para el precio OMIE, los sobrecostes y los valores constantes.

#### **4.4 Perfiles de consumo:**

La herramienta desarrollada calcula costes y facturación en función de la energía consumida por los clientes. Para ello es necesario determinar unos perfiles de consumo fiables que se introduzcan en la herramienta. Estos perfiles de consumo van a determinar en gran medida los resultados de la herramienta. Esto se debe a que establecen una fracción de un total anual en cada hora, creando un reparto del consumo a lo largo de los periodos.

Estos perfiles son públicos y REE los publica al inicio de cada año para ayudar a los agentes del mercado con sus estimaciones de demanda y producción de energía eléctrica. Se basan en la demanda eléctrica total del año anterior. Existen perfiles de consumo oficiales para las tarifas 2.0, 3.0 y 3.0VE (vehículo eléctrico). Para este proyecto se van a tener solo en cuenta los perfiles 2.0 y 3.0 que se consideran clientes residenciales y pyme/industrial. Ambos perfiles van a ser diferentes en sus hábitos y reparto de consumo en periodos, meses y horas del día.

Los perfiles de REE son un elemento importante de la herramienta por la variabilidad de consumo que presentan entre cada hora a diferencia de lo que sería un perfil plano. Estas diferencias dependen de factores climáticos y laborales principalmente.

#### 4.4.1 PERFILES POR PERIODO:

Los primeros desgloses que se van a mostrar son por periodo. Esto sirve para ejemplificar los perfiles con respecto a los factores que producen una variabilidad en su comportamiento y como estos se comportan en función del tipo de cliente. Para entender este desglose es importante poder tener una idea del número de horas que hay por periodo en un año. Se detalla en la tabla siguiente:

Periodo	horas 2.0	horas 3.0
1	2016	747
2	2016	959
3	4728	879
4	0	1013
5	0	434
6	0	4728

Tabla 14. Número de horas por periodo para cada tarifa.

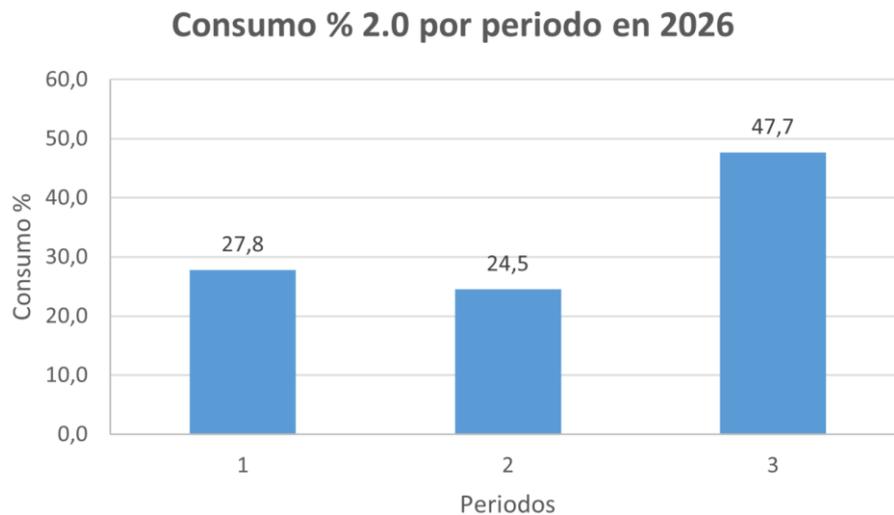
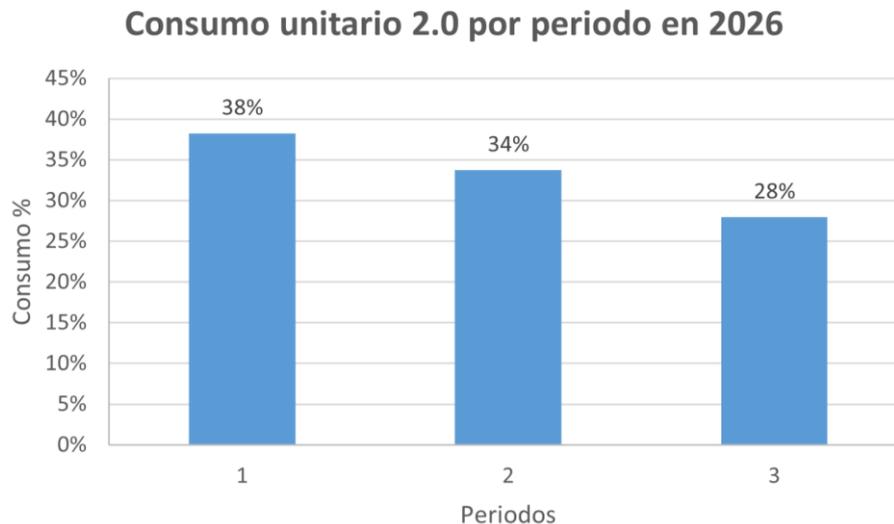


Ilustración 9. Reparto del porcentaje de consumo anual por periodo para 2.0 [19].

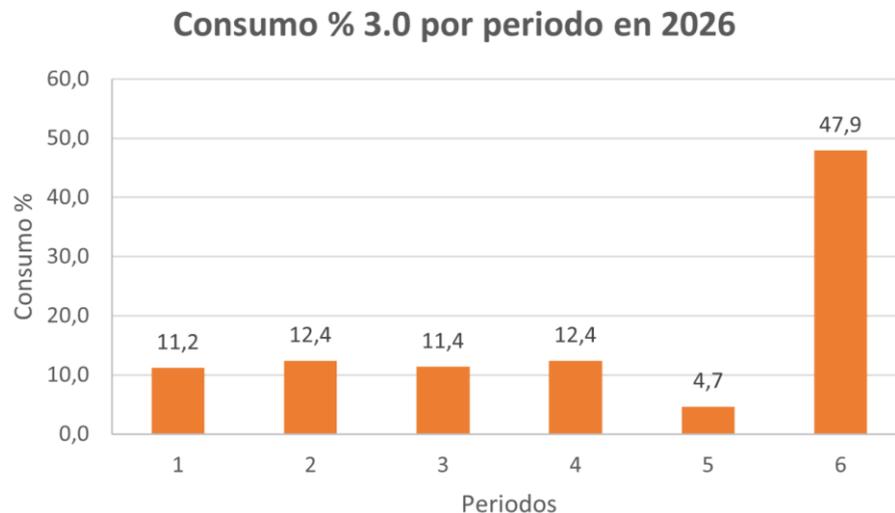
Este gráfico pone de manifiesto el hecho de que el periodo tres sea el más numeroso dentro del año por estar presente durante toda la noche y los fines de

semana enteros. Sin embargo, si se hace una gráfica con el consumo medio por horas que elimine este factor se obtiene una información más valiosa.



*Ilustración 10. Reparto medio del consumo por periodo para tarifa 2.0 [19].*

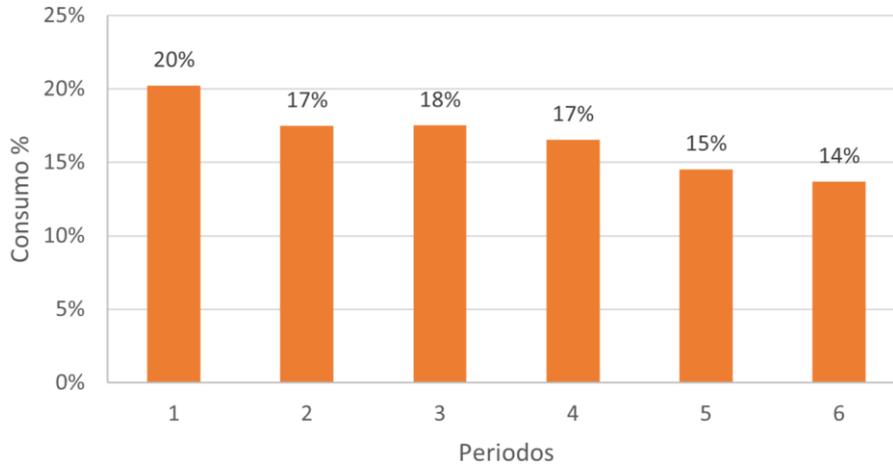
Este gráfico matiza el gráfico anterior en el cual se apreciaba que el periodo con más consumo para clientes 2.0 es el 3. Sin embargo, este nuevo gráfico da un valor más alto al periodo 1, seguido del 2 y del 3. Esto representa el consumo medio por periodos en tanto por cien. En él se demuestra como las horas más congestionadas en cuanto a demanda suceden en el periodo 1 y las menos congestionadas en el 3. Es por ello por lo que se asignan precios más altos en el periodo 1, que en el 2 y que en el 3. Este hecho se refleja en las tarifas de las comercializadoras y en los precios regulados por periodo.



*Ilustración 11. Reparto del porcentaje de consumo anual por periodo para 3.0 [19].*

Lo mismo ocurre con la tarifa 3.0 de más perfiles horarios de tarifa. En este caso se observan algunas diferencias más significativas. Si de nuevo se acude a la tabla de número de horas para cada periodo se aprecia que el sexto es el más numeroso, correspondiente a la mitad del año. De nuevo por fines de semana, festivos y horas nocturnas. El quinto es el que menos horas tiene y esto se refleja en el consumo total también. Se realiza para matizar el análisis del consumo unitario por hora de cada periodo.

### Consumo unitario 3.0 por periodo en 2026



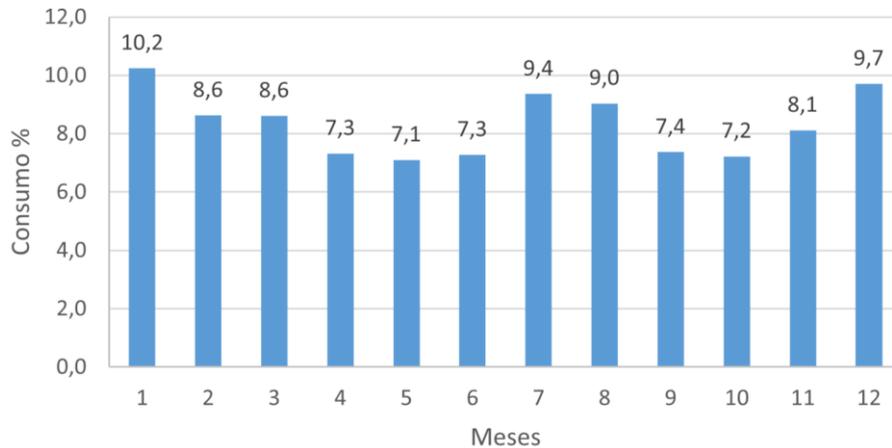
*Ilustración 12. Consumo medio por hora de cada periodo para clientes 3.0 [19].*

Este gráfico confirma lo apreciado en el mismo para clientes con tarifa 2.0 para 2026. Sin embargo, presenta un reparto más uniforme y equitativo entre los periodos 2, 3 y 4 que puede ser explicado con los consumos desagregados de forma mensual. Se mantiene el valor máximo en el primer periodo y el mínimo en el sexto. Con estos datos se justifica de nuevo precios decrecientes en función del periodo en tarifas y en costes regulados.

#### **4.4.2 PERFILES POR MES:**

El segundo desglose se hará por meses. Este enfoque ayuda a entender el reparto de los consumos en cada época del año y a relacionarlo con factores climáticos. Se presupone, especialmente en consumidores residenciales, que la mayor demanda está en los meses en los que la climatización es más importante. Esto se traduce en consumos intensivos para invierno y verano.

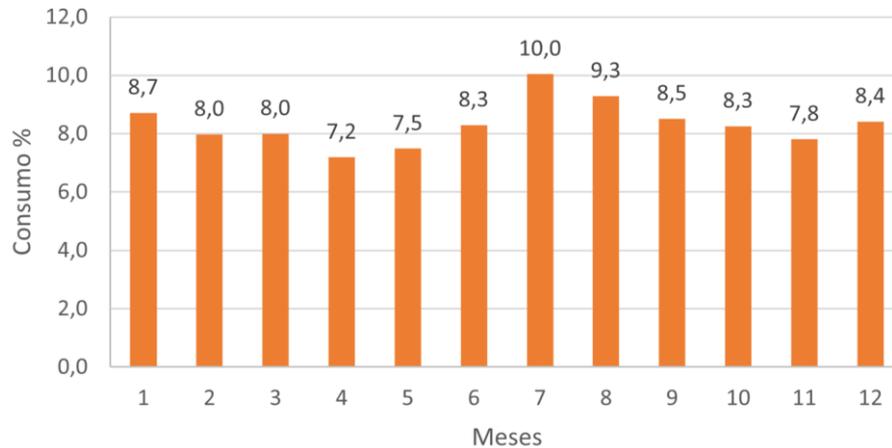
### Consumo mensual en % 2.0 en 2026



*Ilustración 13. Porcentaje del consumo anual en cada mes clientes 2.0 [19].*

Este gráfico confirma la hipótesis de un mayor consumo de energía eléctrica en los meses de verano e invierno. Se encuentran los cuatro valores más elevados en diciembre, enero, julio y agosto. Siendo todavía más apuntado en los meses de invierno. Esto implica que los sistemas de calefacción componen una parte importante del consumo eléctrico en España. Además de que es más relevante el frío que conduce a usar la calefacción que el calor que conduce a usar el aire acondicionado. Los meses con menor consumo son los de media temporada donde la climatización es menos relevante.

### Consumo mensual en % 3.0 en 2026



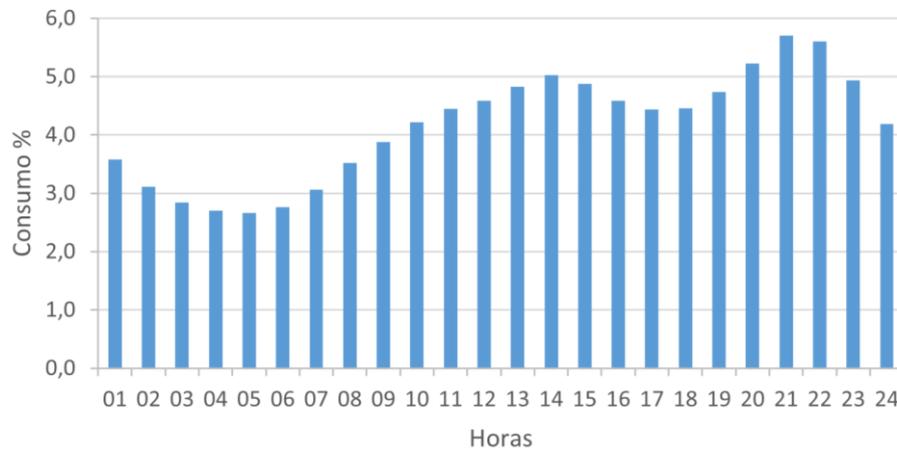
*Ilustración 14. Porcentaje del consumo anual en cada mes clientes 3.0 [19].*

En este gráfico se observa un comportamiento parecido que pone de manifiesto la relevancia de las estaciones en la demanda eléctrica. Sin embargo, apunta más en verano. Esto se podría deber a que las tarifas 3.0 normalmente se tratan de clientes pyme con oficinas. En estos edificios la climatización es importante en las horas del día en las que la población está activa. La diferencia con el invierno es que las horas donde es más necesaria la climatización es en las horas centrales cuando el edificio está lleno y las temperaturas son más elevadas. Sin embargo, en invierno las horas más frías son por la noche que el edificio tiene menor ocupación y por tanto no se requiere de climatización.

#### **4.4.3 PERFILES POR HORA:**

El último desglose de perfiles de consumo es por horas del día. Este perfil pondrá de manifiesto los hábitos de consumo de los clientes de cada tarifa y marcará diferencias relevantes entre ellos. Es necesario tener en cuenta que son medias anuales y que, como se ha visto en el desglose anterior, los consumos tienen un componente muy estacional.

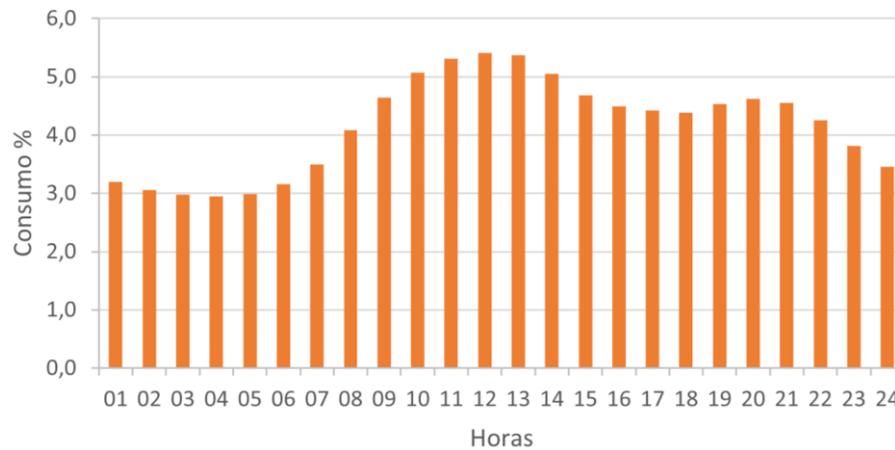
### Consumo horario en % 2.0 en 2026



*Ilustración 15. Perfiles de consumo por media horaria para clientes 2.0 [19].*

Este primer gráfico para clientes residenciales se va a analizar dando relevancia a los picos y a las depresiones en el consumo. El mayor valle se encuentra en las horas de la madrugada en las que gran parte de la población duerme y por tanto se consume menos energía. El segundo valle se encuentra entre los dos picos más pronunciados, justo al inicio de la tarde. En estas horas el nivel de actividad en una vivienda es menor por ausencias debidas al trabajo o el efecto posterior a la comida. Los dos picos se encuentran a las 13 (hora 14 del día) y a las 20 (hora 21 del día). Son las horas de mayor actividad de la vivienda por nivel de ocupación y elaboración de las comidas.

### Consumo horario en % 3.0 en 2026



*Ilustración 16. Perfiles de consumo por media horaria para clientes 2.0 [19].*

En el perfil de clientes pyme se observa una dinámica diferente al caso anterior. Los valles no son tan pronunciados, aunque se encuentran en los mismos momentos del día. También se puede observar la diferencia de que solo hay un pico de consumo tan pronunciado como en el caso anterior. Se encuentra al mediodía, algo antes que el primer pico del caso anterior. Esto se debe a los mayores niveles de actividad laboral por la mañana que por la tarde.

#### **4.4.4 USO DE LOS PERFILES DE CONSUMO EN LA HERRAMIENTA:**

Estos perfiles son una parte indispensable en el cálculo correcto de la facturación al cliente y el coste de la energía que consume. Determinan una parte relevante del resultado final al distribuir el consumo de forma no igualitaria entre las horas del año. Para incluirlo de forma completa se mayor cada valor horario que es en tanto por 1 por el consumo anual de cada cliente. Con esta operación de obtiene el consumo horario de un cliente cuyo cómputo anual es igual a lo que se ha determinado como consumo medio de los clientes de su segmento. Los perfiles de consumo se usan para calcular ingreso horario por consumo de los clientes y

coste horario de la energía para la comercializadora. Con las sumas anuales de costes e ingresos se obtiene el beneficio neto por cliente en un año.

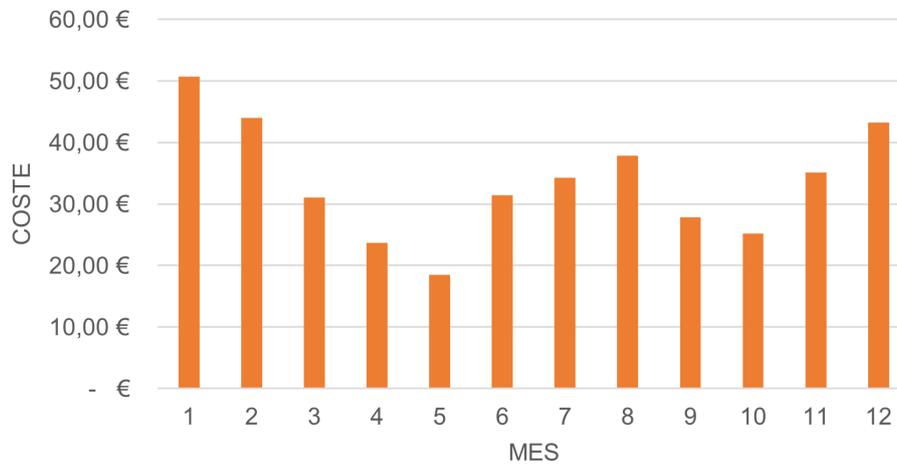
La herramienta de creación de tarifas para campañas de venta de electricidad se ha construido con los perfiles publicados más recientes. Estos perfiles corresponden al año 2025. No son los del año 2026 ya que no están publicados por REE en el momento de redacción de este proyecto. Esto se debe a que su cálculo está íntimamente relacionado con la demanda total en España para el año anterior.

#### **4.5 Coste total final para cada consumidor:**

Todos los consumidores finales van a suponer un coste para la comercializadora por la electricidad que han consumido a lo largo del año. Este valor depende del modelo de previsión de costes que se ha usado y de los perfiles de consumo, así como de los valores de consumo medio anual en kWh. La gran ventaja de esta herramienta es precisamente la capacidad de obtener el coste final por cliente con independencia del contrato que pague.

Para la lógica utilizada en la predicción de precio OMIE y sobrecostes en el año 2026 se obtienen unos costes para la empresa que son los siguientes. Para los clientes con tarifa 2.0 y un consumo anual de 3000kWh se obtiene un coste de 402,96€. Para los clientes con tarifa 3.0 y un consumo anual de 10000kWh se obtiene un coste de 11817,27€. Estos costes se distribuyen de la siguiente forma en cada mes del año:

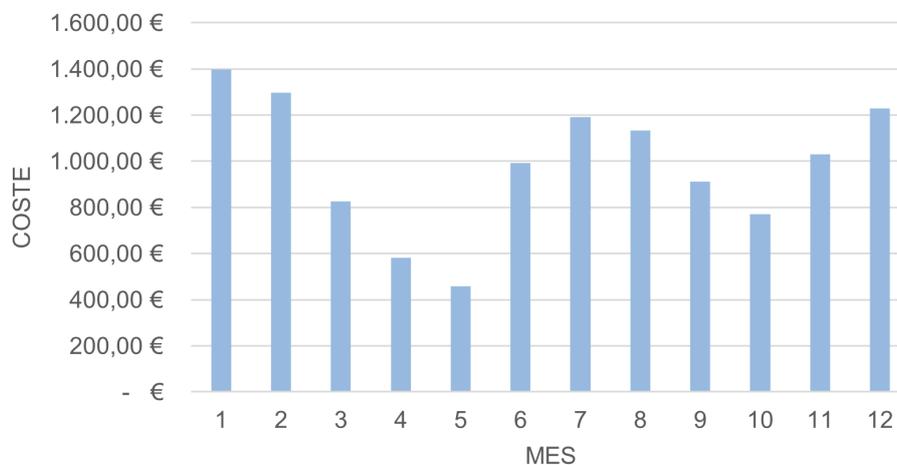
### Coste mensual cliente 2.0 (3000kWh)



*Ilustración 17. Costes mensuales para los clientes 2.0.*

Se observa la distribución esperada de los costes en los meses de alta demanda y altos precios del año como son el verano y el invierno. Hay diferencias tan significativas como la que se observa entre mayo y enero de un tercio del coste mensual de enero en el mes de mayo.

### Coste mensual cliente 3.0 (100.000kWh)



*Ilustración 18. Costes mensuales para los clientes 3.0.*

Lo mismo ocurre para el cliente 3.0 con puntas y valles en los meses del año de mayor y menor consumo y demanda eléctrica. De nuevo, se observa el menor valor en mayo y el mayor valor en enero. El bajo coste en el mes de mayo se debe a la baja demanda y la alta penetración fotovoltaica en el mix eléctrico. El mes de enero destaca por tener pocas horas de luz solar y las temperaturas más bajas del año que hacen crecer la demanda para climatizar los lugares de estancia de la población. Las diferencias de precios absolutas son por los consumos medios anuales asignados a cada tipo de cliente. Con mayor consumo en clientes industriales y menor en clientes domésticos.

#### **4.6 Tipos de tarifas o productos ofertados:**

Las comercializadoras eléctricas ofrecen varios tipos diferentes de productos que ofertan a sus clientes para adaptarse a sus necesidades y las del mercado en cada momento. Es fundamental para ellas ser capaces de entender su masa crítica y reconocer los diferentes tipos de productos que debe construir para captar clientes y construir un tipo de oferta que en conjunto le aporte un beneficio operativo más alto. No así buscando un mayor número de clientes o de ingresos ya que eso puede quedar reducido a nada si la estructura de coste de la comercializadora no es adecuada. Para ello es fundamental comprender la naturaleza del producto final que se vende.

La energía por sí sola no puede ofrecer diferencias en función de quien la suministre. Es un producto básico que va a dar el mismo resultado tras su uso lo dé quien lo dé. Es decir, el funcionamiento de los sistemas y dispositivos que se alimentan con energía eléctrica son independientes del origen de la energía con la que se alimentan. Esto quiere decir que a los clientes les condicionan otros factores como el precio. Este proyecto se centra en este factor de decisión del cliente y en

cómo afecta al beneficio operativo de la empresa. Existen otros factores de decisión como la fiabilidad, la imagen de marca, la transparencia, servicios adicionales y otros elementos que cambian también en función del país y la regulación asociada. El mercado español es un entorno muy competitivo en el que las pequeñas empresas luchan por hacerse un hueco entre las cuatro grandes comercializadoras de la escena nacional. Para ello utilizan precios competitivos y campañas novedosas.

El sector eléctrico es un entorno competitivo donde cobra relevancia la importancia del diseño de los productos que oferta cada empresa comercializadora. Estos productos consisten en diferentes tarifas con modelos de cobro y precios diferentes que se ofertan a los clientes en función del tipo de tarifa que tengan en términos de potencia y tensión de conexión. Los más comunes y los que se van a considerar en este proyecto son los productos de precio fijo y precio indexado.

#### **4.6.1 CONTRATO INDEXADO:**

El contrato indexado consiste en un modelo en el que el cliente paga un precio por la energía eléctrica que es variable para cada hora y cada tarifa de conexión en función de los periodos. En este modelo de cobro se calcula el precio que se le cobra al cliente con una fórmula que incluye todos los conceptos que se han descrito previamente como componentes del precio final de la electricidad más un componente llamado “fee” que elige la comercializadora. Este “fee” es un precio que se cobra de forma fija según el consumo y que se suma al coste que tiene la energía para el cliente.

La empresa comercializadora se asegura de obtener un beneficio operativo con estos contratos. El coste de la energía siempre está cubierto por el cliente que asume un precio siempre superior al que paga la comercializadora por la energía que ha consumido dicho cliente. El beneficio operativo de la comercializadora aumenta con el consumo de sus clientes. El beneficio por unidad de consumo es constante a lo largo del periodo de vigencia del contrato. La empresa ingresa por

cantidad de consumo de sus clientes en función del tipo de cliente que sea y el valor del "fee" que se acordó con el cliente.

#### **4.6.1.1 Fórmula de cálculo para el beneficio por contratos indexados:**

El cálculo del beneficio operativo que obtiene la comercializadora sobre los contratos indexados se calcula a través del "fee" de comercialización. Como se ha explicado, la comercializadora cobra a sus clientes un precio igual al coste que tiene para esta la energía que consume el cliente con un añadido pactado en el contrato. Por tanto, como el "fee" adicional se cobra en €/MWh, el beneficio se obtiene a partir del consumo. El cálculo del beneficio se hace con el producto del consumo total por el valor del "fee" de la tarifa.

*Beneficio indexados*

$$= \text{fee } 2.0 * \text{numero de clientes } 2.0 * \text{consumo medio } 2.0 + \text{fee } 3.0 * \\ * \text{numero de clientes } 3.0 * \text{consumo medio } 3.0$$

*Ecuación 5. Cálculo del beneficio total por clientes indexados en un año.*

#### **4.6.1.2 Ventajas e inconvenientes del contrato indexado para la empresa comercializadora:**

El contrato indexado tiene dos ventajas para la empresa comercializadora. Ambas están relacionadas con la garantía de beneficio con independencia de dos factores diferentes. La primera ventaja se establece por la independencia de condiciones del mercado, es decir, los precios. La segunda ventaja se establece por la independencia del consumo de energía del cliente. La garantía de beneficio con independencia del precio de la electricidad es la mayor de las ventajas de este tipo de producto para la empresa. La segunda ventaja es menos relevante por la poca popularidad de las tarifas planas en el sector. Es un producto poco habitual ya que lo normal es que todo se facture en función de la energía consumida.

La gran desventaja sobre este tipo de contrato es la falta de estabilidad que se le da al cliente, es decir, que, si el precio de la luz sube, su factura aumenta. Para la comercializadora esto se traduce en una baja penetración en la base de clientes debido a temores en torno a la fluctuación del mercado. Es decir, no se suelen vender demasiados contratos de este tipo. La causa de esto es que el cliente final está muy expuesto a los cambios drásticos de precio en el mercado. La relevancia de los vaivenes de los precios de la energía eléctrica en el mundo en los últimos años se debe a la inestabilidad geopolítica en países de oriente medio y el este de Europa. Lo que ha afectado al mercado energético de forma significativa.

#### **4.6.2 CONTRATO FIJO:**

El contrato fijo establece un precio fijo por cantidad de energía consumida para cada periodo horario y para cada tipo de tarifa, de forma que el cliente sabe lo que pagará en cada momento por su energía consumida. Este precio tiene una validez elegida por la empresa y expresada en el contrato, pero para las consideraciones de este proyecto será constante a lo largo del año para los tres o seis periodos correspondientes.

El beneficio operativo para contratos fijos resulta más complejo de calcular. El coste de la energía es siempre variable para la comercializadora. Sin embargo, el ingreso que se obtiene por consumo del cliente tiene una variabilidad limitada que facilita el cálculo. La forma adecuada de realizarlo es calculando el coste y el ingreso en cada hora y con ello obtener el beneficio. Una vez se tienen estos valores horarios se puede realizar el cálculo de beneficio total estableciendo el periodo de facturación.

##### **4.6.2.1 Fórmula de cálculo para el beneficio en contratos fijos:**

Esta fórmula se obtiene definiendo el periodo de facturación y los precios del contrato para cada periodo. Considerando que los precios que paga la comercializadora son variables, el beneficio también lo es para cada hora. Es por ello que resulta necesario establecer el periodo de facturación y sumar los

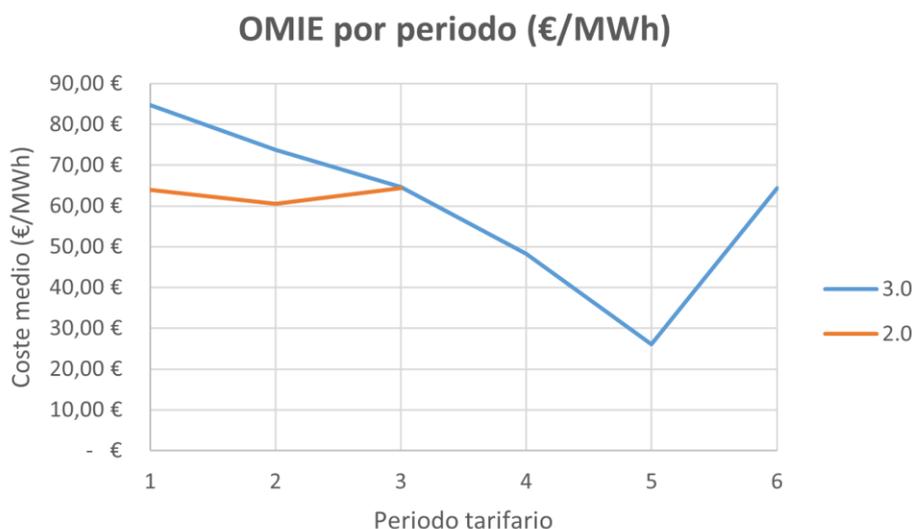
beneficios en ese periodo de tiempo. Para el caso del proyecto se ha calculado el beneficio siempre de forma anual.

Para calcular el valor del ingreso que recibe la empresa por la facturación del consumo del cliente, se necesita determinar los precios del contrato de sus clientes. El establecimiento de estos precios de forma óptima es uno de los objetivos de la herramienta y el proyecto. Se ha considerado solo como variable el valor del precio del periodo P1, es decir, el más alto para ambas tarifas 2.0 y 3.0. El resto de los precios se determinan a partir de este. Para ello se ha establecido un método de cálculo en la herramienta.

#### 4.6.2.2 Establecimiento de los precios en cada periodo:

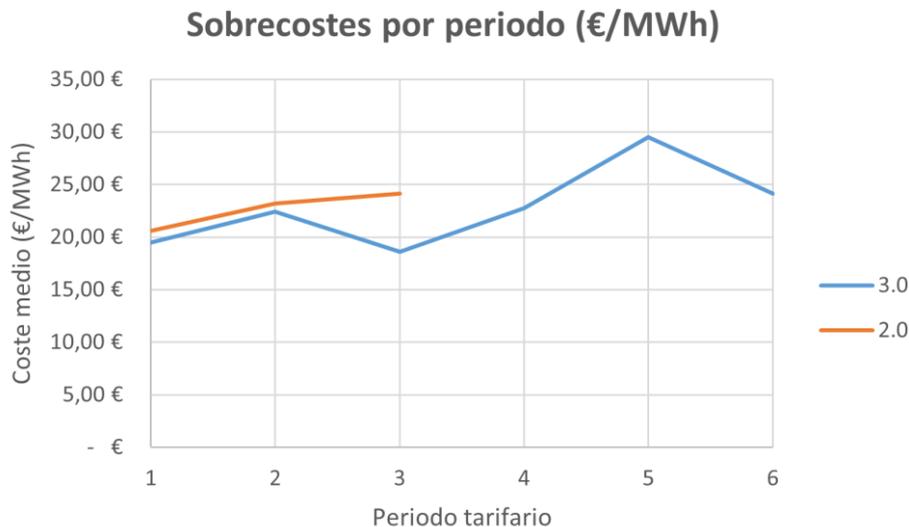
La estrategia que se ha elegido para determinar los precios de cada periodo en ambas tarifas es con el perfil medio de los costes en cada periodo. Esto es, se ha calculado el precio medio final de la energía en cada periodo y para cada tarifa y se ha determinado que los precios de los contratos sigan la misma relación. Para ello, se han hecho los cálculos de dichos repartos para ambas tarifas y para los diferentes componentes del precio final.

##### 4.6.2.2.1 Modelo precio coste:



*Ilustración 19. Valor medio por periodo para el precio OMIE 2026.*

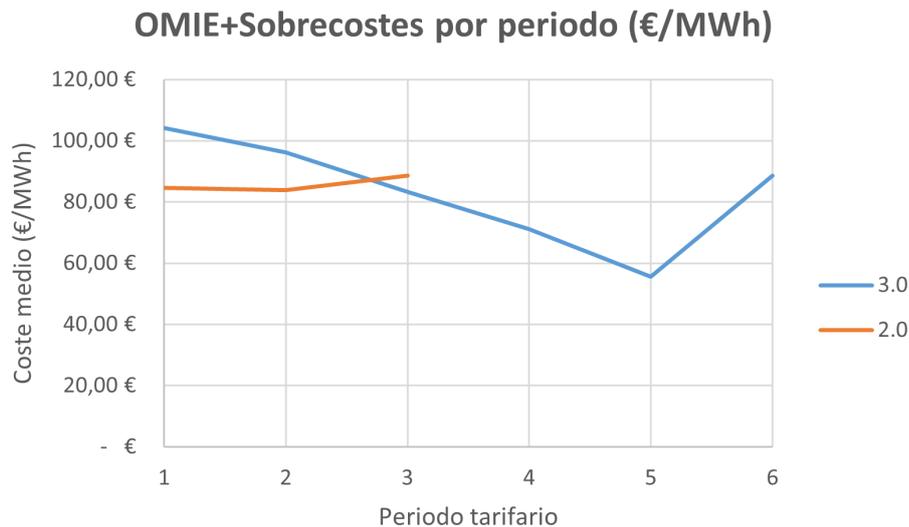
En esta gráfica se observa un perfil de precios OMIE no intuitivo si se considera que, en las tarifas, es siempre descendente. Esto ocurre para ambos segmentos de clientes, pero es más apuntado en los clientes con seis periodos ya que el último periodo tiene un valor semejante al tercero, superando P4 y P5. La razón de esto puede deberse a que P6 está presente durante todo el año, incluso en los meses de invierno con alta demanda por las noches por razones de climatización. Unido a esto, es preciso considerar que P4 y P5 son los periodos presentes en los meses con alta producción fotovoltaica que abarata el precio de la energía y menor demanda eléctrica.



*Ilustración 20. Valor medio por periodo para el precio de los sobrecostes 2026.*

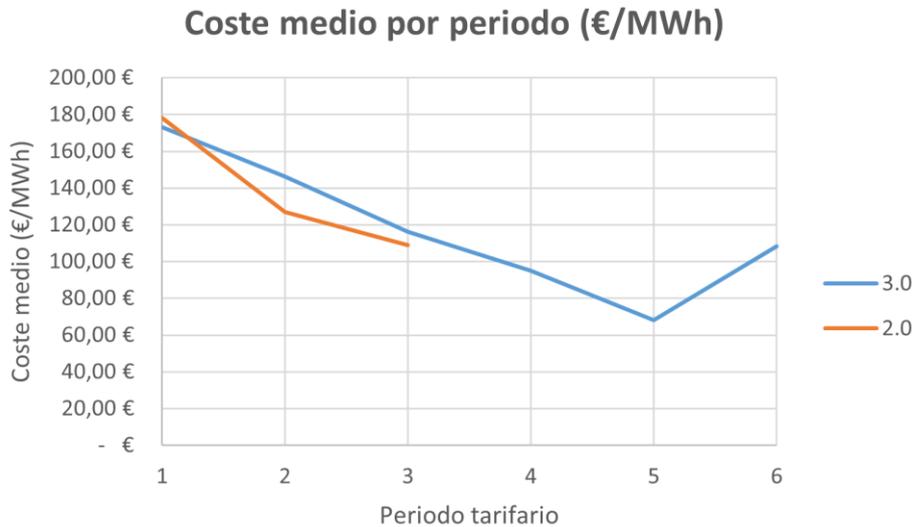
El caso de los sobrecostes es también contraintuitivo por la tendencia creciente para periodos mayores. Esto ocurre para ambos segmentos de clientes. Este gráfico pone de manifiesto la irregularidad de los sobrecostes y la dificultad de hacer una buena previsión de los mismos. La tendencia representada en la gráfica

explica los valores inusualmente altos de los sobrecostes en los meses de abril y mayo, cuando los periodos P4 y P5 están presentes.



*Ilustración 21. Valores medios de los precios por periodo de la suma entre OMIE y sobrecostes 2026.*

Esta gráfica confirma lo expuesto en las gráficas anteriores al ser la suma de ambas. Para la tarifa 3.0 se observa un perfil similar al de los valores OMIE ya que este componente tiene un peso más relevante que los sobrecostes y gobierna la gráfica. De nuevo, la tendencia es contraintuitiva. En la tarifa 2.0 se observa un perfil de reparto de los costes más plano que en la 3.0 al moverse los tres valores e un rango de menos de 20€/MWh. En la tarifa 3.0 el único valor que se sale de lo esperable es el de P6 como pasaba con los precios OMIE.



*Ilustración 22. Valores medios de los precios totales por periodo para 2026.*

Esta gráfica muestra el coste medio de la electricidad para cada periodo en función de la tarifa. Incluye todos los componentes del precio final y permite tener una visión global de la distribución de los costes. Para los clientes con tarifa 2.0 se tiene un perfil que decrece según aumenta el número de periodo, es decir, que los precios se distribuyen de manera intuitiva. Este perfil decreciente no se observa solo con los precios de los sobrecostes y OMIE, pero en el cómputo total se compensa por los otros componentes como pagos por capacidad, pérdidas y ATR que sí dependen del periodo. Para los clientes con tarifa 3.0, el perfil no es intuitivo ya que el valor medio en P6 es superior a periodos previos. Esto implica que no se puede usar para establecer los precios de cada periodo en clientes 3.0.

Las tarifas para clientes 2.0 se van a construir calculando los precios de P2 y P3 con el perfil obtenido para los costes. Se realiza un cálculo en el que los precios se determinan de forma proporcional a los costes ya que estos siguen un perfil decreciente. La ecuación de cálculo es la siguiente:

$$P(n) = P(n - 1) * \frac{C(n)}{C(n - 1)}$$

*Ecuación 6. Cálculo del precio de los periodos para clientes con tarifa 2.0.*

Donde  $P(n)$  corresponde al precio del periodo  $n$ , donde  $C(n)$  corresponde al coste medio del periodo  $n$  y donde  $n$  representa el número de periodo del 1 al 3.

#### **4.6.2.2 Modelo precio competencia:**

El modelo de cálculo de precios para los clientes con tarifa 3.0 de seis periodos se debe hacer con una estrategia diferente a la anterior. Los valores medios del coste de la electricidad para cada periodo dan un perfil en el que  $P_6$  es mayor que periodos anteriores. Es por ello por lo que se ha decidido coger un perfil ya existente en una empresa de la competencia.

Las grandes empresas comercializadoras en España son Endesa, Iberdrola, Naturgy y Repsol. Son las comercializadoras cuyas ofertas para empresas con tarifa de seis periodos han sido estudiadas para elegir una que determine la distribución de precios. Naturgy es la única empresa que ofrece una tarifa con precios para cada uno de los seis periodos de forma transparente en el momento de redacción del proyecto. El resto de las empresas ofrecen productos diferentes que tienen precios para las horas con más consumo y otros modelos de facturación que difieren del elegido para la herramienta. La tarifa de Naturgy elegida se llama Plan Fijo Luz Horario para empresas. Esta tarifa ofrece un precio diferente y decreciente para cada periodo de P1 a P6.

Término de energía (€/kWh)
Período 1 : 0,193700 €/kWh
Período 2 : 0,167900 €/kWh
Período 3 : 0,145800 €/kWh
Período 4 : 0,133099 €/kWh
Período 5 : 0,126599 €/kWh
Período 6 : 0,118900 €/kWh

Ilustración 23. Precios de la tarifa empresas de Naturgy [20].

Estos valores de precios establecen una distribución decreciente como la que se pretende usar para la creación de precios de la herramienta. Es por ello que son los valores que se han usado para el cálculo proporcional del perfil de precios de la tarifa de seis periodos. Se ha usado la misma fórmula proporcional que en el caso de clientes con tarifa 2.0, en este caso con n de 1 a 6.

#### **4.6.2.3 Ventajas e inconvenientes del contrato fijo para la empresa comercializadora:**

El contrato fijo es un producto más popular en general, especialmente entre los clientes industriales que tienen mayores consumos de electricidad. Esto es porque la factura supone un componente importante en su estructura de costes y la forma de tener una previsión es el contrato fijo. En definitiva, ofrece un mayor control sobre lo que se paga por la electricidad y una mayor estabilidad en la factura final del cliente. Esto evita la exposición a los precios del mercado y la variabilidad por factores geopolíticos.

El condicionante de este tipo de producto para la empresa comercializadora es la necesidad de firmar una cobertura de compra de electricidad. Es decir, un contrato en el que se acuerda la compra de una cantidad concreta de energía, a un precio fijo, durante un periodo de tiempo. Esto reduce los riesgos por fluctuaciones en el mercado de la electricidad. La estrategia que utilizan las empresas es cerrarse un precio por debajo del precio fijo que ofertan en sus contratos para garantizarse el beneficio sobre la electricidad vendida.

## 5. CONFIGURACIÓN EXTERNA DE LA HERRAMIENTA:

Esta herramienta resulta un activo útil para cualquier comercializadora que necesite de asesoramiento para captar clientes para el año 2026 y con diferentes estrategias de venta. Resulta una herramienta versátil válida en muchos escenarios posibles y realistas que ponen de manifiesto el potencial de la herramienta y la usabilidad. En definitiva, ofrece la posibilidad de crear campañas de captación de clientes en las que se obtiene información de muy alto valor para asesorar a la empresa comercializadora. Esto le permite a la empresa que la utiliza, asegurarse de captar clientes a precios que le garanticen una rentabilidad deseada.

### 5.1 *Datos de entrada y resultados:*

La herramienta se puede percibir a partir de este punto como una caja negra que recibe unos datos de entrada y aporta unos datos de salida. Si se le da ese enfoque se podría desvincular del resto de los apartados del proyecto y considerar que se trata precisamente de un producto que se ofrece a empresas del sector. Para ello se desgranarán los posibles datos de entrada de la herramienta y los datos de salida presentados a raíz de esos datos de entrada.

#### 5.1.1 DATOS DE ENTRADA A LA HERRAMIENTA:

##### 5.1.1.1 *Datos no variables:*

En la herramienta se usan y son necesarios muchos datos no variables para determinar costes finales del consumo de electricidad. Estos datos se han definido como no variables porque se recogen de fuentes externas ya que son los que van a dar unos resultados más precisos y cercanos a la realidad de la empresa:

- **Precios horarios de OMIE y sobrecostes** para los años previos a las campañas de comercialización que determina la herramienta. En el caso de este proyecto se han usado los de los años 2024 y primera mitad del 2025. Son precios que se publican una vez han ocurrido en el caso de los sobrecostes, o el día anterior en caso del mercado mayorista.
- **Futuros de OMIP** para los precios del mercado mayorista. De nuevo son precios de futuros establecidos a partir de contratos y ofertas existentes. Se consideran no variables dado que OMIP es una fuente fiable que aglutina conocimiento de diferentes agentes. Se han usado para los diferentes trimestres de 2026 y el mes de enero del mismo año.
- **Perfiles de consumo horario** de electricidad para clientes las diferentes tarifas 2.0 y 3.0 publicados por REE en su web oficial. Se consideran no variables porque se obtienen de una fuente externa. Se han usado los del año 2025.
- **Costes regulados por el gobierno** se consideran costes regulados que son los que ofrecen mayor precisión ya que no tienen previsión de cambio. Son todos los componentes del precio final como financiaciones de FNEE, Bono Social, retribuciones a REE y OMIE, impuesto especial eléctrico y municipal, pagos por capacidad, pérdidas y Acceso de Terceros a Redes (ATR). Se recogen del BOE.
- **Consideraciones adicionales** tales como el apagón en el caso de este proyecto y otros factores externos que influyen en el resultado final de la herramienta. Se consideran no variables ya que no se pueden predecir con exactitud y dependen de factores externos.

### **5.1.1.2 Datos variables:**

Estos datos se introducen en la herramienta por el usuario para obtener unos resultados deseados teniendo en cuenta los factores anteriores. Son datos que dependen de la campaña que quiera realizar la empresa, del tipo de empresa que sea, de sus objetivos, de su estrategia y de otros factores que se han determinado como relevantes para darle margen de maniobra al usuario. Se pueden separar en datos de entrada y datos de salida. Sin embargo, la realidad es que la mayoría de datos de entrada pueden convertirse en datos de salida si fueran objetivos basados en otras variables. Es decir, que la herramienta tiene unos grados de libertad que permiten obtener resultados en función de lo que implique la fijación de otras variables. Se pueden separar de esta forma en datos que se modifican y otros que no en función de si tiene o no sentido cambiar esos datos.

Datos modificables:

1. Número de clientes totales.
2. Reparto entre tarifas 2.0 (domestico) y 3.0 (pymes/ industrial).
3. Reparto entre contrato fijo y contrato indexado.
4. Precios fijos por periodo tarifa 2.0 (3 periodos) en €/MWh.
5. Precios fijos por periodo tarifa 3.0 (6 periodos) en €/MWh.
6. “fee” para contratos indexados en clientes domésticos €/MWh.
7. “fee” para contratos indexados en clientes pymes/ industriales €/MWh.
8. Márgenes operativos por tipo de cliente y contrato y totales en €/MWh.
9. Beneficios operativos agregados por tipo de cliente y totales en €.

Datos no modificables:

1. Consumo medio anual para clientes domésticos en kWh.
2. Consumo medio anual para clientes pymes/ industrial en kWh.
3. Ingresos operativos agregados por tipo de cliente y totales en €.
4. Costes operativos agregados por tipo de cliente y totales en €.
5. Consumos de electricidad agregados por tipo de cliente y totales en MWh.

### 5.1.2 RESULTADOS DE LA HERRAMIENTA:

La herramienta utiliza todas estas entradas a la vez para generar un caso realista de creación de campaña o incluso análisis de esta. Con ello se pueden obtener diferentes resultados. Todas las variables que se han indicado como modificables pueden ser optimizadas con el *sol/ver* de Excel. Con esta herramienta que se utiliza para realizar cálculos complejos a base de iteraciones se obtiene el resultado óptimo de la magnitud deseada. Para ello, se define una variable objetivo y un valor para dicha variable. A continuación, se determinan las variables a modificar, estas necesitarán un valor inicial que deber ser realista para que el programa empiece las iteraciones. Pasados unos segundos se obtiene el valor óptimo de las variables escogidas.

Una vez que todos los campos están rellenos se obtienen los resultados de la herramienta para el caso que se ha definido. Dichos resultados pueden ser algunas de las variables que se han definido previamente como modificables o no modificables. En cualquier caso, es información valiosa que da la herramienta para cada caso. Dichos resultados son los siguientes:

- **Coste por cliente y totales** se obtienen para cada tipo de cliente en función de su tarifa, 2.0 y 3.0. La información está disponible al año y por cada cliente, en total por todos los clientes de un solo tipo y en total para todos los clientes.
- **Ingresos por cliente y totales** se obtienen para cada tipo de cliente en función de su tarifa, el tipo de contrato que tenga y de forma agregada. Esta información está disponible al año para cada cliente por tipo y contrato y de forma agregada para todos los clientes por tipo y contrato.
- **Beneficios por cliente y totales** se obtienen para cada tipo de cliente en función de su tarifa y contrato. También se obtiene el beneficio por

cliente en función de su contrato y tarifa al año y en total para todos los clientes de un tipo de tarifa y contrato.

- **Margen por tipo de cliente y total** se obtiene para cada tipo de cliente en función de su tarifa y contrato. Esta información no se desglosa de forma individual ya que sería redundante por estar dada de forma unitaria.
- **Precios de los contratos fijos para cada tarifa (2.0 y 3.0)** son los resultados más importantes y relevantes de la herramienta ya que dan la información sobre las campañas que debería ofertar la empresa. Para cada tipo de cliente en función de su tarifa se obtiene un precio de la electricidad para cada periodo de facturación. En el caso de los clientes 2.0 para los periodos P1, P2 y P3. En el caso de los clientes 3.0 para los periodos P1, P2, P3, P4, P5 y P6. De modo que son nueve precios diferentes.

La herramienta tiene una cobertura completa de las variables y condicionantes del negocio de la comercialización de electricidad. La información que ofrece es de gran valor para analizar desde diferentes puntos de vista, las posibles campañas de captación de clientes. Permite calcular el precio mínimo de los diferentes contratos ofertados por la empresa para no perder dinero, obtener un beneficio deseado, obtener un margen deseado, obtener un número de clientes necesario para soportar campañas agresivas, establecer precios de las coberturas necesarias para no perder dinero, determinar las proporciones entre clientes de diferentes tipos para obtener resultados deseados en cada campaña y otros casos que quedan a juicio del usuario. En definitiva, permite desarrollar la estrategia comercial para el año 2026 o años posteriores si se introducen los datos necesarios.

### 5.1.3 APARIENCIA DE LA HERRAMIENTA:

DATOS DE FECHA										TOTAL POR TARIFA (€/MWH)							ATR (€/MWH)						
FECHA	DIA	MES	HORA	DIA SEM	P 2.0	P 3.0	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	SPOT	SC	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD			
01/01/2026 0:00	1	1	0	4	3	6	175,31 €	174,75 €	158,78 €	154,72 €	153,22 €	148,97 €	122,72 €	21,32 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 1:00	1	1	1	4	3	6	176,86 €	176,20 €	160,18 €	156,10 €	154,59 €	150,30 €	120,08 €	25,28 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 2:00	1	1	2	4	3	6	177,71 €	177,15 €	160,96 €	156,86 €	155,34 €	151,03 €	119,99 €	26,06 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 3:00	1	1	3	4	3	6	187,33 €	186,77 €	169,74 €	165,46 €	163,85 €	159,33 €	119,99 €	34,15 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 4:00	1	1	4	4	3	6	176,76 €	176,20 €	160,09 €	156,02 €	154,50 €	150,22 €	109,95 €	35,30 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 5:00	1	1	5	4	3	6	164,77 €	164,21 €	149,15 €	145,31 €	143,89 €	139,88 €	102,47 €	32,77 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 6:00	1	1	6	4	3	6	165,01 €	164,45 €	149,37 €	145,52 €	144,11 €	140,09 €	102,47 €	32,97 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 7:00	1	1	7	4	3	6	160,27 €	159,71 €	145,04 €	141,28 €	139,91 €	136,00 €	102,09 €	29,39 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 8:00	1	1	8	4	3	6	169,62 €	169,06 €	153,58 €	149,64 €	148,19 €	144,07 €	102,28 €	37,01 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 9:00	1	1	9	4	3	6	355,24 €	354,68 €	323,00 €	315,44 €	312,42 €	304,05 €	86,68 €	207,56 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 10:00	1	1	10	4	3	6	88,38 €	87,82 €	79,43 €	77,07 €	76,31 €	74,04 €	31,94 €	39,54 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 11:00	1	1	11	4	3	6	71,94 €	71,38 €	64,42 €	62,39 €	61,76 €	59,87 €	18,79 €	38,96 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 12:00	1	1	12	4	3	6	69,90 €	69,34 €	62,56 €	60,57 €	59,96 €	58,12 €	25,65 €	30,40 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 13:00	1	1	13	4	3	6	76,00 €	75,44 €	68,13 €	66,02 €	65,36 €	63,38 €	27,38 €	33,77 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 14:00	1	1	14	4	3	6	69,49 €	68,93 €	62,19 €	60,20 €	59,59 €	57,76 €	19,62 €	36,09 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 15:00	1	1	15	4	3	6	60,43 €	59,87 €	53,92 €	52,10 €	51,58 €	49,95 €	9,75 €	38,40 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			
01/01/2026 16:00	1	1	16	4	3	6	158,51 €	157,95 €	143,44 €	139,73 €	138,36 €	134,49 €	65,70 €	64,33 €	2,752 €	2,192 €	1,276 €	0,589 €	0,549 €	0,245 €			

*Ilustración 24. Pestaña donde se recogen los costes totales por cada tipo de tarifa para cada hora del año 2026.*

En esta pestaña se ven las diferentes columnas en las que se recogen los costes de los componentes del precio final y los costes totales por cada tipo de tarifa. Además, se muestran datos temporales sobre cada una de las diferentes horas del año y los periodos de facturación del 1 al 3 y del 1 al 6.

FECHA Y HORA	MES	P 2.0	P 3-6.X	Consumo 2.0	Consumo 3.0	Venta 2.0	venta 3.0	Ingreso 2.0	Ingreso 3.0	compra 2.0	compra 3.0	coste 2.0	coste 3.0
				3.000,00	100.000,00			432,97 €	12.317,01 €			402,96 €	11.817,27 €
01/01/2026 0:00	1	3	6	0,39	8,82	118,45 €	105,71 €	0,05 €	0,93 €	175,31 €	174,75 €	0,07 €	1,54 €
01/01/2026 1:00	1	3	6	0,34	8,25	118,45 €	105,71 €	0,04 €	0,87 €	176,86 €	176,30 €	0,06 €	1,45 €
01/01/2026 2:00	1	3	6	0,29	7,94	118,45 €	105,71 €	0,03 €	0,84 €	177,71 €	177,15 €	0,05 €	1,41 €
01/01/2026 3:00	1	3	6	0,27	7,76	118,45 €	105,71 €	0,03 €	0,82 €	187,33 €	186,77 €	0,05 €	1,45 €
01/01/2026 4:00	1	3	6	0,25	7,68	118,45 €	105,71 €	0,03 €	0,81 €	176,76 €	176,20 €	0,04 €	1,35 €
01/01/2026 5:00	1	3	6	0,25	7,74	118,45 €	105,71 €	0,03 €	0,82 €	164,77 €	164,21 €	0,04 €	1,27 €
01/01/2026 6:00	1	3	6	0,25	8,06	118,45 €	105,71 €	0,03 €	0,85 €	165,01 €	164,45 €	0,04 €	1,32 €
01/01/2026 7:00	1	3	6	0,27	8,51	118,45 €	105,71 €	0,03 €	0,90 €	160,27 €	159,71 €	0,04 €	1,36 €
01/01/2026 8:00	1	3	6	0,29	7,98	118,45 €	105,71 €	0,03 €	0,84 €	169,62 €	169,06 €	0,05 €	1,35 €
01/01/2026 9:00	1	3	6	0,36	7,84	118,45 €	105,71 €	0,04 €	0,83 €	355,24 €	354,68 €	0,13 €	2,78 €
01/01/2026 10:00	1	3	6	0,43	8,42	118,45 €	105,71 €	0,05 €	0,89 €	88,38 €	87,82 €	0,04 €	0,74 €
01/01/2026 11:00	1	3	6	0,47	8,91	118,45 €	105,71 €	0,06 €	0,94 €	71,94 €	71,38 €	0,03 €	0,64 €
01/01/2026 12:00	1	3	6	0,47	9,33	118,45 €	105,71 €	0,06 €	0,99 €	69,90 €	69,34 €	0,03 €	0,65 €

*Ilustración 25. Pestaña donde se recogen los costes y los ingresos en cada hora del año 2026.*

En esta pestaña se recogen los costes totales de nuevo solo para las tarifas 2.0 y 3.0, que son las que se usan en la herramienta desarrollada. Además de que se incluyen los precios de venta de electricidad para cada hora en función del periodo y la tarifa. Para obtener los ingresos se ha necesitado incluir el perfil de consumo de la tarifa para cada hora.

	A	B	C	D	E	F
1	CLIENTES	2.000,00	fijo cada p	no		
2			2.0 TD	3.0 TD	TODO	
3			65%	35%		
4	INDEXADO	70%	910,00	490,00	1.400,00	
5	FIJO	30%	390,00	210,00	600,00	
6	TODO		1.300,00	700,00	2.000,00	
7	PRECIO FIJO (€/MWh)					
8	Periodo	2.0 TD	perfil 2.0	3.0 TD	perfil 3.0	competencia
9	1	194,02 €	178,28 €	172,21 €	173,25 €	0,193700 €
0	2	138,28 €	127,06 €	149,27 €	146,38 €	0,167900 €
1	3	118,45 €	108,84 €	129,62 €	116,31 €	0,145800 €
2	4	- €	- €	118,33 €	94,83 €	0,133099 €
3	5	- €	- €	112,55 €	68,08 €	0,126599 €
4	6	- €	- €	105,71 €	108,28 €	0,118900 €
5						
6	FEE (€/MWh)   CONSUMO (kWh)					
7	2.0 TD	10,00 €	3.000,00			
8	3.0 TD	4,00 €	100.000,00			
9						

*Ilustración 26. Pestaña de variables para creación de campañas de venta de electricidad.*

En esta pestaña se observan diferentes variables relevantes para las campañas de venta de electricidad. Lo primero es el número total de clientes que se ha elegido y a continuación el reparto entre tarifas y contratos. Lo siguiente es el precio de los contratos fijos en cada periodo para ambas tarifas y los perfiles de precios en los periodos según costes y según una oferta de la competencia. Por último, se incluye por tipo de tarifa el "fee" de los contratos indexados y el consumo medio anual. Como extra, se incluye la posibilidad de establecer una tarifa fija para todos los periodos.

INGRESOS (€)				CONSUMO (MWh)			
	2.0 TD	3.0 TD	Total		2.0 TD	3.0 TD	Total
Indexado	393.991,32 €	5.986.464,25 €	6.380.455,57 €	Indexado	2.730,00	49.000,00	51.730,00
Fijo	168.857,67 €	2.586.571,36 €	2.755.429,03 €	Fijo	1.170,00	21.000,00	22.170,00
<b>Total</b>	<b>562.848,99 €</b>	<b>8.573.035,61 €</b>	<b>9.135.884,60 €</b>	<b>Total</b>	<b>3.900,00</b>	<b>70.000,00</b>	<b>73.900,00</b>
COSTES (€)				MARGEN (€/MWh)			
	2.0 TD	3.0 TD	Total		2.0 TD	3.0 TD	Total
Indexado	366.691,32 €	5.790.464,25 €	6.157.155,57 €	Indexado	10,00 €	4,00 €	4,32 €
Fijo	157.153,42 €	2.481.627,54 €	2.638.780,96 €	Fijo	10,00 €	5,00 €	5,26 €
<b>Total</b>	<b>523.844,74 €</b>	<b>8.272.091,79 €</b>	<b>8.795.936,53 €</b>	<b>Total</b>	<b>10,00 €</b>	<b>4,30 €</b>	<b>4,60 €</b>
BENEFICIO (€)							
	2.0 TD	3.0 TD	Total				
Indexado	27.300,00 €	196.000,00 €	223.300,00 €				
Fijo	11.704,25 €	104.943,82 €	116.648,07 €				
<b>Total</b>	<b>39.004,25 €</b>	<b>300.943,82 €</b>	<b>339.948,07 €</b>				
EBITDA (%)				COMISIÓN VENTA			
	2.0 TD	3.0 TD	Total	Tipo	Porcentual	Fija	
Indexado	6,93%	3,27%	3,50%	Comisión	20%	1,50 €	
Fijo	6,93%	4,06%	4,23%	Margen comer	80%	3,10 €	
<b>Total</b>	<b>6,93%</b>	<b>3,51%</b>	<b>3,72%</b>	<b>Beneficio neto</b>	<b>271.958,46 €</b>	<b>229.098,07 €</b>	

Ilustración 27. Pestaña con la información financiera de los resultados operativos.

En esta pestaña se detallan los principales resultados financieros de la compañía además de un apartado para definir estrategias de venta. Se provee información sobre los ingresos, los costes operativos, el beneficio operativo, una clase de EBITDA que no considera otros costes operativos como personal, el consumo de electricidad de los clientes y el margen operativo obtenido. La parte de comisión de ventas permite modificar lo que obtiene una fuerza de ventas en la campaña y con ello obtener el beneficio neto.

## 5.2 Implementación en la empresa comercializadora:

Esta herramienta es un producto listo para su uso en casos reales de creación de campañas. Sin embargo, es necesario determinar cuál sería la forma de implementar la herramienta en una empresa comercializadora. Para ello es necesario determinar las estrategias de implementación para los diferentes aspectos de configuración, puesta en marcha y funcionamiento de la herramienta. Además, el planteamiento de estos aspectos es en un escenario futuro de comercialización del producto a gran escala. Esto requiere de, al menos, la realización de un planteamiento básico de implementación en las empresas usuarias una vez preparado el producto para su lanzamiento.

### **5.2.1 TIPO DE PRODUCTO:**

Lo primero sería definir el tipo de producto que se va a vender a las empresas comercializadoras que hagan uso de la herramienta. El estado actual de la herramienta es un archivo de Excel que recibe las ordenes en el mismo archivo sobre el objetivo de la interacción con el mismo. De otra forma, se podría convertir en un programa instalable en ordenadores a través de un enlace de descarga o en una página web de pago.

Otra opción sería convertir la herramienta en una aplicación móvil y dejar solo los campos modificables a la vista. Con esto se podrían presentar solo los resultados previamente elegidos por el usuario de la forma más sencilla posible. Sin embargo, esta opción carece de sentido ya que la herramienta es un producto ideado para empresas y no para clientes finales. Además de que esta opción requeriría de mucho desarrollo y programación adicionales.

La última opción consistiría en que la empresa comercializadora recibiera el archivo de Excel o un enlace de descarga al mismo. Sería la opción más sencilla si se considera el desarrollo nulo que requiere. Para las empresas no supondría ningún problema ya que podrían utilizar todas las funcionalidades de la herramienta e incluso acceder a la configuración interna. Sin embargo, podría presentar otros problemas de propiedad intelectual por cuestiones como el plagio o la distribución indebida. Haría de la herramienta un producto difícil de proteger.

### **5.2.2 OBTENCIÓN DE DATOS:**

Como se ha descrito antes, es necesario introducir en la herramienta diferentes datos de entrada. Estos datos provienen de diferentes fuentes como son el operador del mercado o los organismos reguladores del gobierno. Para recoger los datos y aumentar la robustez del mercado, es necesario ir actualizando los datos de entrada de la herramienta y establecer un mecanismo de obtención de los datos en la misma.

Los datos más relevantes y numerosos son los valores horarios de los precios del mercado mayorista y los sobrecostes. Todos estos datos se obtienen de la misma fuente que es la página web de REE. Se podrían ir incluyendo en un archivo de Excel complementario a la herramienta que se utilice para dar los datos de entrada. Este archivo sería necesario actualizarlo con cierta regularidad. Para actualizar regularmente el archivo es necesario un mantenimiento de la herramienta de forma rutinaria. De esta forma, no solo se podrían ir incluyendo los datos horarios, sino que también se podría actualizar el modelo de predicción de datos a futuro con las consideraciones adicionales como los efectos del apagón.

Este aspecto complica el mantenimiento, pero es esencial para mantener la herramienta actualizada y con métodos de cálculo robustos. De esta forma, se evita la creación de campañas que lleven a la empresa a perder dinero. Requeriría de todo un plan futuro y plataformas adicionales como bases de datos, procedimientos de descarga de datos, conexión con fuentes externas y adaptación a otros mercados.

Un último aspecto fundamental para la consecución de una herramienta completa sería la capacidad de actualizar los perfiles de consumo con los clientes existentes. El perfil de consumo de los clientes es fundamental para la configuración de los costes y los ingresos de cada cliente. El uso de los perfiles de REE es una estrategia que ofrece una precisión limitada y que podría ser mejorada con el uso de los propios datos.

### **5.2.3 BASE DE DATOS DE RESULTADOS:**

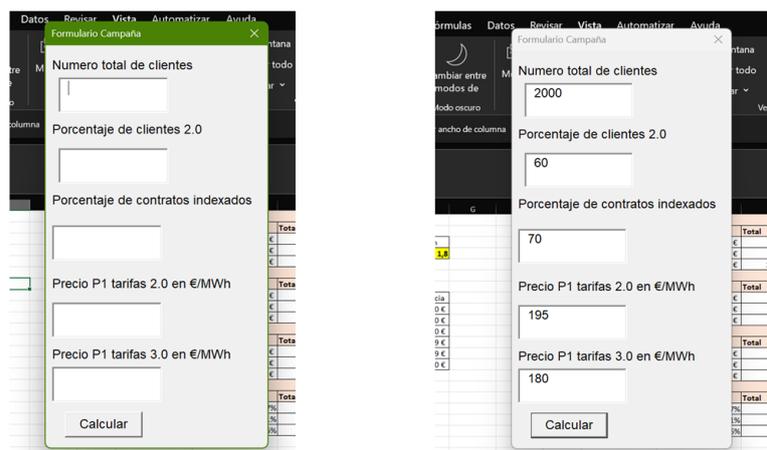
La utilización de esta herramienta en diferentes escenarios ofrecería muchos resultados que requieren de un tiempo de computación y que ofrecen información valiosa para el usuario. El proyecto evaluará varios casos de uso representativos que van a ofrecer unos resultados limitados al número de escenarios evaluados. Es por ello que, de cara a la implementación en una empresa, o bien el usuario o

bien el proveedor de la herramienta, obtendría muchos beneficios con una base de datos que acumule los resultados obtenidos en las simulaciones ya realizadas.

Los resultados obtenidos siempre dependerán de los modelos de previsión de costes futuros y de los datos de entrada utilizados. Para ello, sería necesario almacenar esta información junto a la de los resultados para evitar incurrir en errores en la comparación de resultados. En el caso de que las campañas realizadas se terminen utilizando por parte del usuario para captar clientes, se podrían comparar con otras campañas usadas que fueron configuradas con otra previsión de costes. De esta forma y otras se podría sacar partido a la base de datos de resultados.

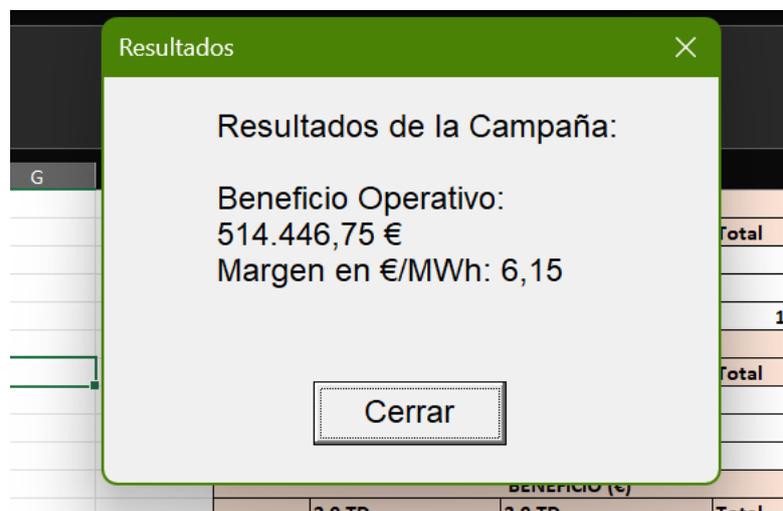
### 5.3 Interfaz de usuario:

Se va a desarrollar una posible interfaz de usuario para las empresas comercializadoras en la utilización de la herramienta. Esta interfaz se realizará de forma sencilla considerando los datos que introduce el usuario final solo y los resultados que desea obtener con su utilización.



*Ilustración 28. Interfaz para la inclusión de datos en la herramienta vacía y cumplimentada.*

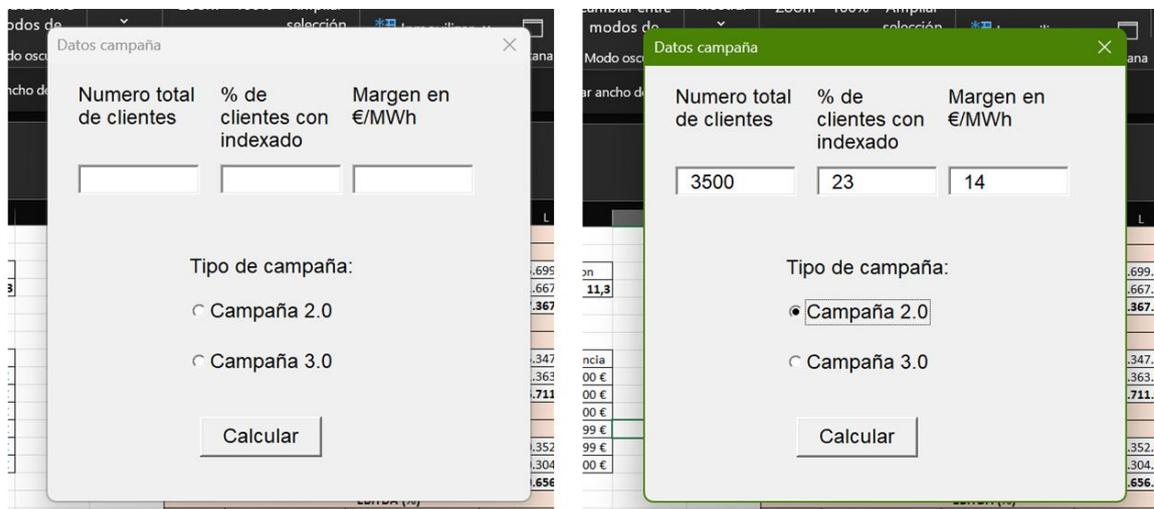
En esta imagen se muestra la interfaz de usuario desarrollada para la inclusión de los datos en la herramienta y poder con ellos determinar las variables de salida. Se ha desarrollado para un caso sencillo en el que se determinan unos precios de tarifas y datos sobre la base de clientes de la campaña. Con esta información es suficiente para determinar los resultados financieros de dicha campaña.



*Ilustración 29. Interfaz de usuario para la muestra de resultados de la campaña con los datos dados.*

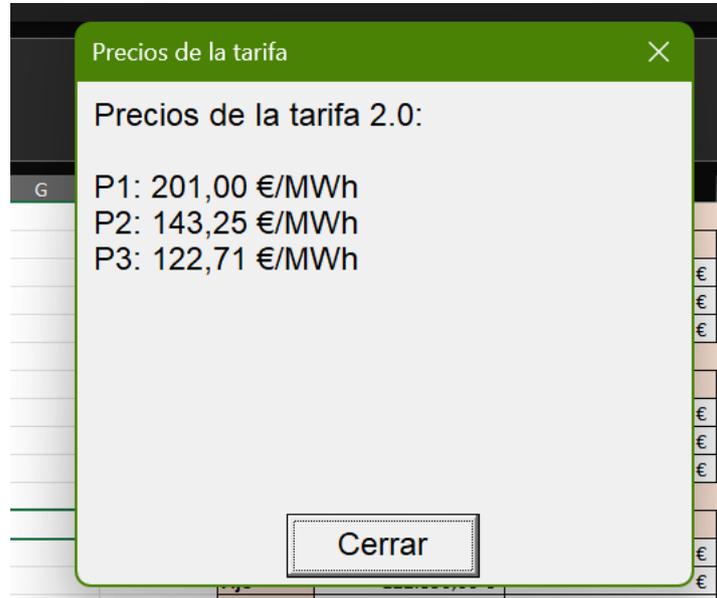
Esta segunda imagen muestra los resultados de la campaña realizada con los datos recogidos previamente. El conjunto de ambas imágenes es un ejemplo de la interfaz de usuario que tiene la herramienta para las empresas comercializadoras. Este caso se ha desarrollado con el objetivo de realizar una visualización para usuarios que simplifique el uso de la herramienta. La interfaz de usuario ofrece una mayor usabilidad para los clientes y le aporta valor a la herramienta más allá de su potencial de cálculo.

Las siguientes imágenes muestran otra posibilidad de interfaz para un caso en el que se determinan los precios para una campaña. El usuario introduce unos datos de la campaña que son número de clientes, porcentaje de contratos indexados y margen que desea obtener. Por último, selecciona el segmento de clientes en el que se desarrolla la campaña. La herramienta calcula los precios y devuelve los resultados.



*Ilustración 30. UI para la introducción de datos en el segundo caso.*

En esta primera imagen se muestran las ventanas con los campos vacíos y completos para los datos de la campaña en cuestión. El cliente selecciona con una interfaz sencilla el tipo de clientes y los datos de los mismos, además del margen que espera obtener.



*Ilustración 31. UI para la muestra de resultados en una campaña de captación doméstica.*

Esta segunda imagen muestra los resultados de los precios óptimos que debe ofertar el usuario para obtener el margen deseado con el lanzamiento de la campaña.

## 6. CASOS DE USO:

Una vez definidas las funcionalidades de la herramienta y sus variables de entrada y salida, se procede a utilizar su potencial en varios casos de uso. Se va a utilizar la herramienta para realizar los cálculos detalladamente en diferentes casos de uso. Se suponen varias posibles situaciones de una comercializadora eléctrica que tiene ciertas necesidades en diferentes segmentos de clientes y con diferentes estrategias para su captación.

### **6.1 Caso comercializadora campaña de captación residencial:**

Se estudia el caso de una comercializadora con un objetivo de campaña de captación de clientes residenciales para el año 2026 y con dos estrategias diferentes de contratación de fuerzas de venta para lograr los objetivos. Se parte de una necesidad de captar 2000 clientes residenciales con precio fijo como forma de contratación de la tarifa eléctrica.

El resto de los datos son consumos medios anuales de 3000 kWh para estos clientes y la división de los precios igual a los precios de cada periodo para ese mismo año 2026. Además de que, como se ha mencionado previamente, los perfiles de consumo de los clientes se han modelado como los publicados por red eléctrica de España para el año 2025. Se suponen parecidos a los patrones para el año 2026 considerando que solo se trata de un año de diferencia.

Para ello se van a analizar dos casos diferentes de fuerza de ventas. El primero de los dos casos comunes es el de las que funcionan con una comisión fija por unidad de consumo por cada cliente que vendan. El segundo caso es para las fuerzas de ventas que cobran una comisión porcentual del margen por todos los

clientes que venden de forma que tienen que vender a un precio mínimo requerido por la comercializadora, así que cuanto más caro venden más beneficio obtienen.

Tras el estudio de este caso se van a recoger los precios fijos de cada periodo en los contratos fijos, los beneficios operativos agregados y los márgenes por consumo en cada caso.

<b>Número de clientes</b>	2000
<b>Consumo medio anual</b>	3000 kWh
<b>Distribución de precios por periodo</b>	Como los costes
<b>Año de comportamiento de la demanda</b>	2025
<b>Tipo de cliente</b>	Residencial

*Tabla 15. Datos para el caso de uso número 1.*

### 6.1.1 FUERZA DE VENTAS POR COMISIÓN FIJA:

Este caso se realiza con los datos de entrada previamente expuestos y se añade la condición de que la fuerza de ventas cobrará una comisión fija de 3€/MWh por consumo de los clientes que venda. Con el modelo de comisión fija, es necesario desarrollar una serie de condiciones adicionales que darle a la fuerza de ventas. Estas condiciones obligan a la fuerza de ventas a vender los contratos a partir de un precio mínimo. Este precio mínimo lo establece la comercializadora. Para ello, la comercializadora debe decidir cual es el margen que desea obtener con dicha campaña. El margen total de la campaña no es el que obtiene la comercializadora, sino que debe considerar la comisión fija que cobra la fuerza de ventas. Es por ello que el objetivo de este caso es determinar el precio mínimo de venta de los contratos para obtener un margen neto determinado por la comercializadora.

El segundo paso es decidir cuál es el margen que se quiere obtener en la comercializadora para esta campaña de ventas. Se va a considerar un margen de 7€/MWh, de modo que si se pagan 3€/MWh a la fuerza de ventas se va a buscar un margen bruto de 10€/MWh.

Es con estos datos que el uso de la herramienta determina un precio de venta de la electricidad para la comercializadora en el periodo 1 de 194,02€/MWh. Los precios del resto de periodos se calculan con los procedimientos existentes en la herramienta. En este caso se han utilizado los precios de coste ya que se trata de una campaña residencial. Los precios finales en €/MWh de la tarifa que se ofrecerá a los clientes para obtener el margen deseado son:

Periodo	2.0 TD
1	194,02 €
2	138,28 €
3	118,45 €

Tabla 16. Tarifa ofertada a clientes residenciales con fuerza de ventas a comisión fija.

El valor del beneficio obtenido para la comercializadora en este caso sale del producto entre el consumo total en MWh de los clientes de esta campaña y el margen fijo que se pretende obtener por unidad de consumo:

$$\begin{aligned}
 & \text{Beneficio operativo} = \\
 & = \text{Consumo por cliente} * \text{número de clientes} * \\
 & * \text{margen por unidad de consumo} = \\
 & = 3000kWh * \frac{1MWh}{1000kWh} * 2000 \text{ clientes} * \frac{7€}{MWh} = 42000€
 \end{aligned}$$

Ecuación 7. Cálculo del beneficio operativo neto para comisión fija.

### 6.1.2 FUERZA DE VENTAS POR COMISIÓN PORCENTUAL:

La comisión por captación de clientes para tarifas eléctricas puede tener otra modalidad de cobro diferente a la anterior. La comisión porcentual implica que la fuerza de ventas obtiene un porcentaje del margen sobre un precio mínimo que pone la comercializadora. Es decir, que para este caso será necesario establecer un precio mínimo a partir del cual no se pierde dinero. Se trata de encontrar el precio mínimo de ventas para cualquier campaña del año 2026 que asegure la ausencia de pérdidas.

Los datos de la campaña se mantienen con respecto al caso previo: 2000 clientes residenciales con 3000kWh de consumo medio anual y con un perfil de consumo igual al publicado por REE para 2025. Se van a realizar dos casos según el objetivo de la comercializadora. En el primero se buscará el precio mínimo para P1 y en el segundo se va a buscar obtener un beneficio operativo igual al caso anterior.

Para obtener un beneficio de 42000€ es necesario determinar el porcentaje sobre el margen que obtiene la fuerza de ventas. Para este caso se va a considerar que la fuerza de ventas recibe un 20% del margen bruto por consumo de los clientes que obtenga. De modo que el beneficio deseado es el 80% del beneficio bruto obtenido en la campaña:

$$\text{Beneficio bruto} = 42000\text{€} * \frac{1}{0,8} = 52500\text{€}$$

*Ecuación 8. Beneficio bruto para una campaña residencial con comisión porcentual.*

El objetivo de este caso es calcular los precios de dos tarifas diferentes. La primera garantiza unas condiciones de equilibrio sin beneficio por venta de contratos. La segunda tarifa es la que garantiza un beneficio operativo igual al caso anterior, 42000€. Pero con una metodología de pago a la fuerza de ventas diferente.

Para el cálculo de los precios de la primera tarifa se han de completar los campos de la herramienta introduciendo un valor de 0€ en el beneficio operativo. Una vez ejecutado el proceso de resolución se obtiene un valor de venta mínimo para P1 de 180,57€/MWh. Con este precio ni la fuerza de ventas ni la comercializadora obtienen dinero. Por tanto, cualquier contrato vendido cuyo precio de P1 supere este valor generará un margen para ambas partes. Los precios en €/MWh para la tarifa completa que marca el punto de equilibrio son:

Periodo	2.0 TD
1	180,57 €
2	128,69 €
3	110,24 €

*Tabla 17. Tarifa residencial break-even con fuerza de ventas a comisión porcentual.*

Para el cálculo del beneficio operativo de 42000€ se ha de modificar el campo de entrada correspondiente al beneficio total. Como se ha calculado previamente, se requiere un valor de 52500€. Con estos datos de entrada, se obtiene un tarifa con un precio en P1 de 192,33€/MWh. Los precios de la tarifa completa en €/MWh son:

Periodo	2.0 TD
1	192,33 €
2	137,08 €
3	117,42 €

*Tabla 18. Tarifa residencial con beneficio de 42000€ y pago por comisión porcentual.*

Considerando el valor de la comisión que obtiene la fuerza de ventas como adecuado, se puede concluir rápidamente que resulta más beneficioso para la comercializadora seguir este modelo. Se ha obtenido el mismo beneficio con unos precios de tarifa más baratos. Es por ello que, si la fuerza de ventas tiene la misma capacidad de captación y asegura los mismos precios finales con ambos modelos,

ganará más dinero la comercializadora en el segundo caso. Introduciendo los precios de la tarifa del primer caso el beneficio operativo asciende a 48017,43 €.

## **6.2 Caso de comercializadora campaña de captación pymes/ industrial:**

Se va a estudiar un caso de captación de clientes para una comercializadora en el sector industrial. Los datos de entrada a la herramienta son los siguientes:

<b>Número de clientes</b>	2000
<b>Consumo medio anual</b>	100000 kWh
<b>Distribución de precios por periodo</b>	Tarifa de la competencia
<b>Año de comportamiento de la demanda</b>	2025
<b>Tipo de cliente</b>	Pymes/ industrial

*Tabla 19. Datos de entrada a la herramienta para captación de clientes con tarifa 3.0.*

Este caso tiene la complejidad añadida de que los precios de la tarifa ofertada tienen seis valores diferentes. Para el caso de clientes residenciales, solo existen tres: punta, llano y valle. Sin embargo, este caso requiere una configuración más compleja de los precios de la tarifa basada en una oferta de la competencia. El modelo de costes de la electricidad para tarifas 3.0 requiere de seis precios diferentes para cada uno de los periodos. Estos periodos tienen precios diferentes que se ofertan con valores decrecientes desde el P1 hasta el P6.

Las estrategias de venta que se van a comparar son por contratación de empresas comerciales con dos modelos de comisión. Una obtiene una comisión fija por consumo de los clientes que vende y la segunda obtiene un porcentaje sobre el margen a partir de un precio mínimo.

### 6.2.1 FUERZA DE VENTAS POR COMISIÓN FIJA:

En un primer lugar es necesario determinar o acordar con la empresa comercial una comisión fija por unidad de consumo. Dado el mayor consumo de los clientes con tarifa 3.0, los márgenes esperados son inferiores. El requisito estratégico de la comercializadora sitúa el margen en 3,5€/MWh. La comisión negociada con la empresa comercial es de 1,5€/MWh. De esta forma es necesario vender las tarifas con un margen neto de 5€/MWh.

Introducidos los datos en la herramienta y ejecutada adecuadamente se obtiene un precio de tarifa en P1 de 172,21€/MWh. El resto de los precios de la tarifa son los siguientes en €/MWh:

Periodo	3.0 TD
1	172,21 €
2	149,28 €
3	129,63 €
4	118,33 €
5	112,56 €
6	105,71 €

*Tabla 20. Precios finales campaña de clientes 3.0 con comisión fija.*

Otro parámetro que es interesante recoger de este caso es el beneficio operativo total para esta campaña. Para ello es necesario disponer de los datos de número de clientes, consumo por cada cliente y margen obtenido por unidad de consumo:

$$\begin{aligned}
 & \text{Beneficio operativo} = \\
 & = \text{Consumo por cliente} * \text{número de clientes} * \\
 & * \text{margen por unidad de consumo} = \\
 & = 100000kWh * \frac{1MWh}{1000kWh} * 2000 \text{ clientes} * \frac{3,5€}{MWh} = 700000€
 \end{aligned}$$

*Ecuación 9. Beneficio operativo por campaña de tarifa 3.0 y comisión fija.*

### 6.2.2 FUERZA DE VENTAS POR COMISIÓN PORCENTUAL:

En este caso se supone un cambio en la estrategia de captación de clientes. Se pagará una comisión porcentual sobre el margen obtenido a partir de un precio mínimo fijado por la comercializadora. Dicho precio garantiza que no pierde dinero con la venta de dichas tarifas. Se va a utilizar la herramienta para obtener los precios en dos casos diferentes. El primero determinará el precio mínimo a partir del cual debe partir la fuerza de ventas para que la comercializadora no pierda dinero. El segundo determinará el precio que garantiza un beneficio neto de 700000€.

Introducido el objetivo de beneficio nulo en la herramienta y ejecutada adecuadamente, se obtiene una tarifa con precio para la electricidad en P1 de 165,22€/MWh. Los precios que garantizan que la comercializadora no pierda dinero para el resto de los periodos en clientes con tarifa 3.0 son en €/MWh:

Periodo	3.0 TD
1	165,22 €
2	143,22 €
3	124,37 €
4	113,53 €
5	107,99 €
6	101,42 €

*Tabla 21. Precios finales campaña de clientes 3.0 para punto de equilibrio.*

A continuación, se determina el beneficio bruto objetivo para obtener alcanzar el objetivo de 700000€. Se establece la comisión de la fuerza de ventas en un 20% sobre el margen a partir del precio establecido por la comercializadora. El beneficio operativo es para dicho valor de la comisión, un 80% del beneficio neto. Con esta información se obtiene calcula el beneficio neto requerido para esta campaña de captación:

$$\text{Beneficio bruto} = 700000\text{€} * \frac{1}{0,8} = 875000\text{€}$$

*Ecuación 10. Beneficio bruto para campaña de clientes 3.0 con comisión del 20%.*

Introducidos los datos para este caso en la herramienta y ejecutada adecuadamente se obtiene un precio para el P1 de 171,34€/MWh. Este precio garantiza un beneficio neto de 700000€ considerando una comisión sobre el margen del 20% que se destina al pago de la fuerza de ventas. El resto de los precios ofertados en la tarifa vendida a clientes pyme/ industrial para estos objetivos en €/MWh son:

Periodo	3.0 TD
1	171,34 €
2	148,52 €
3	128,97 €
4	117,73 €
5	111,98 €
6	105,17 €

*Tabla 22. Precios finales campaña de clientes 3.0 beneficio 700000€ y 20% de comisión.*

Finalmente, se recogen los datos de todo el caso: una comisión de 1,5€/MWh por consumo de los clientes vendidos y un 20% sobre el margen establecido por la comercializadora. Se suponen valores adecuados y coherentes en el contexto de la comercialización de energía eléctrica. Una lectura centrada en los precios de

venta de ambas tarifas sugiere un éxito mayor de la estrategia por comisión porcentual. Si se asume una capacidad de venta igual en ambos casos, la fuerza de ventas con comisión porcentual otorga un mayor beneficio con unos mismos precios de tarifa. En concreto se obtiene un beneficio operativo de 799.571,96 €.

### **6.3 Modelo comparativo de clientes 2.0 y 3.0:**

#### **6.3.1 CONDICIONES DE LA CAMPAÑA:**

El caso que se va a desarrollar a continuación es un estudio más en profundidad de una estrategia concreta para la captación de clientes. Se va a fijar un objetivo de precio fijo para los contratos de clientes pyme. Los clientes serán tanto del sector residencial como del sector pyme. Para el estudio se va a considerar que cada segmento tiene una predilección por un tipo de contrato (fijo o indexado). El sector residencial contratará solo tarifas indexadas y el sector pyme contratará solo tarifas a precio fijo. Esta distribución está íntimamente relacionada con la sensibilidad al cambio de precios y el impacto de la factura eléctrica en los resultados económicos. La estrategia de la empresa comercializadora es vender los contratos fijos por debajo del precio de coste para captar más clientes.

La tarifa que garantiza el equilibrio de pérdidas beneficio para clientes con tarifa 3.0 se ha determinado previamente y establece el precio de P1 en 165,22€/MWh. Para este caso, la empresa comercializadora ha optado por realizar una campaña agresiva en la que reduce este precio a 160€/MWh, con la consecuente reducción en los precios del resto de periodos de la tarifa. La distribución por periodos queda de la siguiente forma en €/MWh:

Periodo	3.0 TD
1	160,00 €
2	138,69 €
3	120,43 €
4	109,94 €
5	104,57 €
6	98,21 €

*Tabla 23. Tarifa pymes con precios agresivos para captación de clientes.*

El número de clientes que la comercializadora quiera captar de cada segmento es también relevante para los resultados del estudio. Es una medida de la capacidad para captar clientes de cada segmento considerando sus diferentes naturalezas. El caso de estudio se realizará para diferentes cantidades de clientes en cada segmento. Dichas cantidades tendrán un máximo de clientes que pueden ser captados en cada segmento. Esta cantidad es importante al estar limitada por los medios de la empresa y su posición en el mercado. La cantidad máxima de clientes pyme se ha establecido en 200 y la de clientes domésticos en 2000. Esta distribución inicial determina un ratio de 1:10, que es lo que determina las diferencias entre cada segmento. Es un número independiente de la capacidad total de la empresa para captar clientes.

Los clientes domésticos solo contratarán tarifa indexada, para la cual es necesario conocer el precio del "fee" establecido por la comercializadora. Dicho "fee" viene marcado por un valor de margen habitual en el sector de la comercialización para clientes domésticos. La empresa comercializadora establece un valor de 10€/MWh para los contratos indexados de clientes domésticos.

Los consumos de cada segmento de clientes también son relevantes de cara al resultado del estudio. El modelo de cobro por unidad de consumo implica un mayor impacto en la cuenta de resultados cuanto mayor sea el consumo de cada segmento. La comercializadora establece valores habituales para cada tipo de cliente como media anual. Los clientes domésticos consumirán una media de

3000kWh al año y los pyme 100000kWh al año. A modo de resumen se detallan todos los factores relevantes en el estudio:

<b>Factores que influyen en el resultado del estudio</b>	
<b>Proporción inicial doméstico pyme</b>	10:1
<b>Fee del contrato indexado</b>	10€/MWh
<b>Consumo anual de clientes domésticos</b>	3000kWh
<b>Consumo anual de clientes pyme</b>	100000kWh
<b>Precio P1 para contrato fijo</b>	160€/MWh

*Tabla 24. Factores que influyen en el resultado del estudio estratégico.*

### 6.3.2 RESULTADOS DEL CASO DE ESTUDIO:

Los resultados del estudio se presentan en forma de tabla. Dicha tabla tiene para cada celda un número de clientes asignados de cada segmento. El número de clientes de cada segmento va desde cero hasta el máximo de clientes que se pueden captar en una misma campaña de cada segmento. La tabla presenta para cada caso el margen bruto en función del número de clientes por segmento. Dicha magnitud se indica en €/MWh.

	2000	Clientes 2.0 indexado										
200		0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
Clientes 3.0 fijo	0		10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €	10,00 €
	20	-3,74 €	-0,57 €	1,42 €	2,77 €	3,76 €	4,51 €	5,09 €	5,57 €	5,96 €	6,29 €	6,57 €
	40	-3,74 €	-1,94 €	-0,57 €	0,53 €	1,42 €	2,15 €	2,77 €	3,30 €	3,76 €	4,16 €	4,51 €
	60	-3,74 €	-2,49 €	-1,45 €	-0,57 €	0,19 €	0,84 €	1,42 €	1,92 €	2,37 €	2,77 €	3,13 €
	80	-3,74 €	-2,78 €	-1,94 €	-1,21 €	-0,57 €	0,01 €	0,53 €	0,99 €	1,42 €	1,80 €	2,15 €
	100	-3,74 €	-2,96 €	-2,26 €	-1,64 €	-1,08 €	-0,57 €	-0,10 €	0,33 €	0,72 €	1,08 €	1,42 €
	120	-3,74 €	-3,08 €	-2,49 €	-1,94 €	-1,45 €	-0,99 €	-0,57 €	-0,17 €	0,19 €	0,53 €	0,84 €
	140	-3,74 €	-3,17 €	-2,65 €	-2,17 €	-1,73 €	-1,31 €	-0,93 €	-0,57 €	-0,23 €	0,09 €	0,39 €
	160	-3,74 €	-3,24 €	-2,78 €	-2,35 €	-1,94 €	-1,57 €	-1,21 €	-0,88 €	-0,57 €	-0,27 €	0,01 €
	180	-3,74 €	-3,29 €	-2,88 €	-2,49 €	-2,12 €	-1,77 €	-1,45 €	-1,14 €	-0,84 €	-0,57 €	-0,30 €
	200	-3,74 €	-3,34 €	-2,96 €	-2,60 €	-2,26 €	-1,94 €	-1,64 €	-1,35 €	-1,08 €	-0,82 €	-0,57 €

Tabla 25. Margen de la campaña en €/MWh en función del número de clientes por segmento.

La tabla muestra unos resultados con márgenes positivos y negativos, aproximadamente en torno a la mitad de los casos son rentables y la otra mitad no. Aquellos casos en los que la campaña ha resultado rentable implican que la proporción de clientes por cada segmento es adecuada. Existen unos valores críticos que determinan una proporción mínima a partir de la cual la campaña resulta rentable. En estos casos, existe un equilibrio en el que los clientes con contrato indexado, que garantizan rentabilidad, han cubierto las pérdidas incurridas de una campaña a precio fijo agresiva.

Los casos con márgenes negativos se consideran como campañas inviables. Los precios para este caso se consideran fijos, de modo que lo único que se puede variar es la proporción de clientes de cada segmento. Es preciso entonces determinar aquellas proporciones de clientes por segmento en las que la campaña empieza a ser rentable.

Hay dos casos en los que el margen es cercano a cero. En ambos casos se ha obtenido un margen de 1 céntimo por MWh. El primer caso es con 1000 clientes domésticos y 80 pyme. El segundo caso es con 2000 clientes domésticos y 160 pyme. Esta información lleva a la deducción de que son proporciones idénticas que

se han multiplicado por el mismo factor. La traducción a una proporción unitaria entre el número de clientes domésticos y pyme ofrece una mayor claridad:

$$\begin{aligned} \text{Ratio residencial pyme} &= \frac{\text{Número de clientes domésticos}}{\text{Número de clientes pyme}} = \frac{2000}{160} = \\ &= \frac{1000}{80} = 12,5:1 \end{aligned}$$

*Ecuación 11. Cálculo del ratio clientes residencial y clientes pyme.*

### 6.3.3 COMPARACIÓN CON EL MERCADO REAL EN ESPAÑA:

El ratio obtenido puede ser puesto en contexto si se compara con el ratio real de clientes pyme y residencial en España. A finales del segundo trimestre de 2024 en España había 20.896.845 puntos de suministro correspondientes con tarifas residenciales. El número de puntos de suministro correspondientes a tarifas pyme era 800.471. Estos datos dan un ratio de 26,1 entre clientes domésticos y pymes.

El resultado de la comparación entre el ratio limite que garantiza rentabilidad y el ratio del mercado español puede ofrecer conclusiones positivas para la campaña estudiada. El ratio real de 26,1 es más del doble del ratio obtenido para el margen de equilibrio de 12,5. Por tanto, se puede concluir que la comercializadora podría incrementar la cantidad de clientes residenciales que pretende captar con tarifa indexada para mejorar sus márgenes.

Las proporción real del mercado en España entre clientes residenciales y pymes se puede aplicar en el caso de estudio para obtener información sobre un margen máximo. Se usa el valor máximo de clientes residenciales que se pueden captar en esta campaña y se dividirá entre el ratio real de 26,1. Para la cantidad máxima de 2000 clientes residenciales se obtendrá un mínimo de 77 clientes pyme para la nueva campaña.

Estudio		
Segmento	Fracción	Clientes
Doméstico	96,31%	2000
Pyme	3,69%	77
<b>SUMA</b>	100,00%	2077

*Tabla 26. Proporción real de tipo de clientes por segmento en España aplicada a 2000 clientes domésticos.*

#### **6.3.4 RECOMENDACIONES A LA EMPRESA COMERCIALIZADORA:**

Los resultados obtenidos de la herramienta para este caso de estudio se analizan a través de la rentabilidad de la campaña. El margen bruto obtenido con 2000 clientes domésticos y 77 pyme es de 2,28€/MWh. Este resultado garantiza rentabilidad y da viabilidad a una campaña de ventas agresiva en el sector pyme con un precio de 160€/MWh para P1.

Sin embargo, el margen de 2,28€/MWh resulta reducido si se compara con los casos previos en los que se ha buscado un margen neto de 10€/MWh. Este resultado implica que la campaña es demasiado agresiva en precio para los contratos fijos. Esto hace que las pérdidas derivadas de dichos contratos sean altas y sea necesario vender altas cantidades de otros contratos con márgenes positivos para compensar. En concreto, al año se perderían 373,57 € por cliente o se tendría un margen negativo de 3,74 €/MWh para dichos contratos.

La solución por tanto para la empresa que hace este estudio pasa por variar tanto la proporción de clientes como por subir el precio de la campaña pyme. Por un lado, incrementar la captación de clientes residenciales sin variar los clientes pyme implica una focalización en dicho sector que sería contraria a la estrategia de lanzamiento de campaña agresiva para captar clientes. Si se sube el precio de la campaña pyme y se consiguen captar los mismos clientes los márgenes mejorarán sustancialmente. Podría tener un efecto negativo en el número de clientes captados por el mayor precio, pero permitiría un posicionamiento gradual en el sector. La solución elegida está fuera del alcance del proyecto al ser mayormente estratégica.

## **7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

La herramienta desarrollada a partir de datos recolectados de fuentes oficiales y de la metodología establecida, ha permitido ver diferentes resultados obtenidos a lo largo del proceso de creación de esta. Los primeros resultados relevantes han sido los precios de la electricidad en el próximo año y cómo estos van a afectar a los costes de aprovisionamiento de las comercializadoras en 2026. En segundo lugar, se incluyen los precios de la electricidad y su distribución en los periodos de facturación y como se han usado para la creación de tarifas. Por último, se han recogido los resultados de la simulación de varios casos de uso para la herramienta. Esta última parte determina el resultado global de creación de la herramienta y su funcionalidad final.

En el caso de los resultados de la previsión de precios se ha podido determinar un precio horario para todas las horas del año 2026, lo cual ha permitido realizar estudios comparativos de los precios para dicho año y los dos anteriores. Los resultados han permitido ver patrones en las comparativas, que pueden estar determinados por la tendencia del sector eléctrico en cuanto a producción y consumo. Como es bien sabido, los precios de la electricidad se prevén más bajos en el futuro por la inyección de energía solar fotovoltaica. Sin embargo, el contexto geopolítico aun presenta inestabilidad, lo que hace desconfiar de dichos precios.

En cuanto a los resultados de los precios de la electricidad por periodos de facturación, se han observado unos resultados que no sugieren un comportamiento uniforme. En definitiva, se observaron unos precios que no seguían una dinámica decreciente en función del número de periodo. Esto se debe a los factores estacionales de consumo y producción de electricidad en los meses en los que los periodos intermedios están presentes.

Finalmente, se han realizado tres casos diferentes de uso que se han evaluado independientemente y que ofrecen una visión global de las capacidades de la herramienta. Se ha demostrado su capacidad de ofrecer información de valor para creación de campañas y de análisis de dichas campañas para las empresas comercializadoras. Estos casos implican a empresas y condiciones externas como fuerzas de ventas. La inclusión de estas condiciones refuerza la versatilidad y la capacidad de la herramienta para dar soluciones en diferentes situaciones y estrategias. Los primeros dos casos evalúan la estrategia con fuerzas de venta con diferentes tipos de comisión, porcentual y fija. Los resultados finales dependen del porcentaje y el valor absoluto de la comisión fija que se pague a la fuerza de ventas. En función del acuerdo que se mantenga con esta resulta más conveniente uno u otro formato. Lo que demuestra la herramienta es su capacidad de dar los valores adecuados de precios para ambos casos.

El tercer y último caso es la comparación entre varios escenarios con diferente proporción entre el número de clientes de cada tipo. Para este caso, se evalúa la viabilidad de una campaña en función de sus precios y el número de clientes que se desean captar. Se sitúa el criterio de la viabilidad en el margen por encima de cero. El análisis de este caso resulta más complejo ya que se trata de varias campañas en el mismo caso y con diferentes variables que pueden ser modificadas. La viabilidad del caso dependerá de si la estrategia de la empresa usuaria contempla una reducción en el margen con el pretexto de conseguir más clientes. Se ha relacionado también con el mercado real en España y las cantidades de clientes en cada segmento, pyme o doméstico. Estas cantidades dan información a la comercializadora de lo que es una proporción realista entre los clientes de cada segmento.

## 8. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Este proyecto ha consistido en la elaboración desde cero de una herramienta para la creación de campañas de venta de electricidad. El primer paso fue la recolección de todos los componentes del precio final de la electricidad. Estos costes provienen tanto de publicaciones de instituciones publicas que elaboran el modelo de costes de algunos componentes. Estos costes se llaman regulados y son iguales para todos los consumidores. A continuación, se recogen para el año 2024 y la primera mitad de 2025, todos los costes no regulados que tienen valores diferentes para cada hora del año. Estos son los costes de la electricidad en el mercado mayorista y los sobrecostes del sistema. Con estos costes se ha elaborado una herramienta que recoge todos los diferentes componentes con sus formatos de forma adecuada. Una vez unificados calcula el precio final por unidad consumo y por tipo de tarifa en cada hora del año.

El segundo paso fue la elaboración de un modelo que calcule con una lógica fundamentada estos costes para el año 2026. Se ha realizado para los componentes de variación horaria de mercado libre. Los precios OMIE y sobrecostes. Para el cálculo de los precios OMIE se ha acudido a los datos de futuros de la fuente OMIP y se ha tenido en cuenta el perfil horario de reparto de los precios en 2024. Para los sobrecostes se ha utilizado la información disponible de los sobrecostes en 2025 y se ha tenido en cuenta el apagón del 28 de abril de 2025.

El tercer paso fue incluir los perfiles de consumo de electricidad de los clientes en la herramienta. Para ello se han descargado los documentos disponibles de REE. Con esta información se ha podido calcular el coste total del consumo de electricidad de cada cliente al año. Para finalizar, se establecieron unas tarifas arbitrarias para simular los resultados de una empresa comercializadora. Este paso fue fundamental para configurar el sistema de ingresos de la comercializadora

por cliente en cada hora. Con ello, se calculó el ingreso total para conocer el beneficio por cliente al año.

El cuarto paso fue la creación de los modelos de introducción de datos variables de la herramienta para simular los diferentes casos de campañas. Esto es el número de clientes por contrato y tarifa, el consumo medio anual, los precios de la tarifa y el "fee" de la comercializadora para los clientes indexados. Para establecer los precios de la electricidad en cada periodo se hubo de idear una estrategia para la distribución de los mismos en función del coste o de los precios de una empresa del sector. Por último, se realizaron los cálculos de los resultados financieros de la campaña en términos de costes, ingresos, beneficio y margen. Todo esto permite evaluar los resultados de una campaña.

El último paso fue la demostración del potencial de la herramienta en tres casos de uso. La herramienta puede determinar los precios necesarios para obtener unos resultados determinados en condiciones de colaboración con fuerzas de venta. Además de que puede determinar la viabilidad de diferentes campañas con proporciones distintas de cada tipo de cliente. Esto permite conocer si los precios de dicha campaña son adecuados.

La consecución de los objetivos del proyecto es total. Estos pasos ponen en evidencia el cumplimiento de los cinco objetivos iniciales. La creación de la herramienta, la evaluación de la misma con varios casos de uso, la comprensión de los componentes del precio final de la electricidad, la previsión de los precios futuros con un modelo robusto y la descripción e inclusión en la herramienta de los diferentes tipos de clientes.

El desarrollo de una herramienta como esta da pie a la utilización de la misma en la creación de campañas de venta de electricidad. Permite a las comercializadoras que la usen tener una ventaja sobre sus competidores al establecer precios óptimos que les ayuden a lograr sus objetivos. Es actualizable a los precios actuales y permite un desarrollo más amplio en algunos aspectos.

En el ámbito de los trabajos futuros que pueda inaugurarse se encuentra la mayor precisión de la herramienta con la inclusión de mayores cantidades de datos, machine learning e IA. Además de la automatización de algunos de los procesos de recolección de datos horarios y precios futuros con mayor granularidad. Se podría alimentar la herramienta con datos de sobrecostos y precios OMIE de años anteriores a 2024 y relacionar dichos datos con contextos externos potencialmente repetibles. Además de que la comercializadora podría incluir los datos de perfil de consumo de sus clientes de forma individual y separarlos por segmentos. Si se aplica machine learning a esta faceta se podría tener una previsión más precisa de costes e ingresos. Todo esto podría ser implementado con Inteligencia artificial para mejorar los modelos predictivos y la relación entre datos.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

- 1] [ CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), « Informe de Supervisión de los Cambios de Comercializador - Segundo Trimestre de 2024,» 8 Mayo 2025. [En línea]. Available: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5935574.pdf>. [Último acceso: 26 Julio 2025].
- 2] [ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), «Boletín Oficial del Estado (BOE),» 24 Enero 2020. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-1066>. [Último acceso: 15 Junio 2025].
- 3] [ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, « Boletín Oficial del Estado (BOE),» 14 Febrero 2024. [En línea]. Available: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-2774](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-2774). [Último acceso: 15 Junio 2025].
- 4] [ Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, «EUR-Lex,» 25 Octubre 2012. [En línea]. Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/es/ALL/?uri=celex:32012L0027>. [Último acceso: 17 Junio 2025].
- 5] [ Jefatura del Estado (España), « Boletín Oficial del Estado (BOE),» 28 Diciembre 1992. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1992-28741>. [Último acceso: 18 Junio 2025].

- 6] [ OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.), «OMIE - Informe Anual 2023 del Mercado Ibérico de Electricidad,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.omie.es/sites/default/files/2024-02/Informe%20Anual%202023%20ES.pdf>. [Último acceso: 25 Julio 2025].
- 7] [ PWC, «Efectos de la energía nuclear en el precio de la electricidad PWC,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/decalogo-energia-nuclear/precio-electricidad-energia-nuclear.html>. [Último acceso: 18 Agosto 2025].
- 8] [ We are testers, «Actitudes del consumidor frente a precios de electricidad We Are Testers,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.wearetesters.com/estudios-de-mercado/actitudes-consumidor-precios/>. [Último acceso: 18 Agosto 2025].
- 9] [ PWC, «Numero de comercializadoras España PWC,» 13 Noviembre 2024. [En línea]. Available: <https://www.pwc.es/es/sala-prensa/notas-prensa/2024/espana-pais-mayor-numero-comercializadores-energia-electrica-activos.html>. [Último acceso: 18 Agosto 2025].
- 10] [ OMIP - Operador del Mercado Ibérico de Energía, «OMIP funciones,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.omip.pt/es/funciones-omip>. [Último acceso: 19 Julio 2025].
- 11] [ OMIP - Operador del Mercado Ibérico de Energía, «OMIP,» Julio 2025. [En línea]. Available: <https://www.omip.pt/es>. [Último acceso: 6 Julio 2025].

- 12] [ Red Eléctrica de España, «ESIOS electricidad,» 6 Julio 2025. [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>. [Último acceso: 6 Julio 2025].
- 13] [ Red Eléctrica de España, «Potencia Instalada Informe Sistema Eléctrico 2024,» Enero 2025. [En línea]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/potencia-instalada>. [Último acceso: 20 Julio 2025].
- 14] [ Red Eléctrica de España, «Red Eléctrica - Potencia instalada,» Julio 2025. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>. [Último acceso: 20 Julio 2025].
- 15] [ Energetica21, «Energetica21 - Asociaciones eléctricas alertan sobrecostes apagón 28 abril,» 24 Junio 2025. [En línea]. Available: <https://energetica21.com/noticia/asociaciones-electricas-alertan-sobrecoste-generado-apagon-28-abril/>. [Último acceso: 20 Julio 2025].
- 16] [ infoLibre, «infoLibre - Sistema eléctrico en modo seguro y sobrecostes hasta Q1 2026,» 20 Junio 2025. [En línea]. Available: [https://www.infolibre.es/medioambiente/sistema-electrico-tendra-funcionar-seguro-primer-trimestre-2026\\_1\\_2017251.html](https://www.infolibre.es/medioambiente/sistema-electrico-tendra-funcionar-seguro-primer-trimestre-2026_1_2017251.html). [Último acceso: 21 Julio 2025].
- 17] [ Enagás, «Boletín Estadístico Mayo 2025 sector gasista,» Junio 2025. [En línea]. Available: <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/boletin-estadistico-del->

- gas/Bolet%C3%ADn%20Estad%C3%ADstico\_may25.pdf. [Último acceso: 21 Julio 2025].
- 18] [ Boletín Oficial del Estado (BOE), «Financiación del Fondo Nacional de Eficiencia Energética,» 23 Marzo 2024. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2024/03/23/pdfs/BOE-A-2024-5841.pdf>. [Último acceso: 28 Julio 2025].
- 19] [ Boletín Oficial del Estado (BOE), «Financiación del Bono Social,» 28 Diciembre 2024. [En línea]. Available: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-27289](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-27289). [Último acceso: 28 Julio 2025].
- 20] [ Boletín Oficial del Estado (BOE), «Retribución REE,» 20 Diciembre 2024. [En línea]. Available: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-26690](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-26690). [Último acceso: 28 Julio 2025].
- 21] [ Boletín Oficial del Estado (BOE), «Retribución OMIE,» 28 Diciembre 2024. [En línea]. Available: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-27289](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-27289). [Último acceso: 28 Julio 2025].
- 22] [ Red Eléctrica de España (REE), «Perfiles iniciales 2025 REE,» Enero 2025. [En línea]. Available: [https://www.ree.es/sites/default/files/12\\_CLIENTES/Documentos/Documentacion-Simel/Propuesta\\_de\\_perfiles\\_iniciales\\_de\\_consumo\\_y\\_demanda\\_de\\_referencia\\_2025.xlsx](https://www.ree.es/sites/default/files/12_CLIENTES/Documentos/Documentacion-Simel/Propuesta_de_perfiles_iniciales_de_consumo_y_demanda_de_referencia_2025.xlsx). [Último acceso: 29 Julio 2025].

- [ Naturgy Energy Group , «Tarifa Precio Fijo Luz Horario Empresas  
23] Naturgy,» Julio 2025. [En línea]. Available:  
[https://www.naturgy.es/negocios\\_y\\_autonomos/luz/plan\\_fijo\\_luz\\_DH](https://www.naturgy.es/negocios_y_autonomos/luz/plan_fijo_luz_DH).  
[Último acceso: 16 Agosto 2025].