

Trabajo Fin de Carrera

Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis de la eficiencia de retribución de las empresas distribuidoras eléctricas españolas usando un enfoque semi-paramétrico.

Autor: Juan Pérez Ariza

Tutores: Gabriel Villa Caro y Ángel Arcos Vargas

**Dpto. Organización Industrial y Gestión de
Empresas I**

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis de la eficiencia de retribución de las empresas distribuidoras eléctricas españolas usando un enfoque semi-paramétrico.

Autor:

Juan Pérez Ariza

Tutores:

Gabriel Villa Caro

Catedrático de Universidad

Ángel Arcos Vargas

Catedrático de Universidad

Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

Proyecto Fin de Carrera: Análisis de la eficiencia de retribución de las empresas distribuidoras eléctricas españolas usando un enfoque semi-paramétrico.

Autor: Juan Pérez Ariza
Tutores: Gabriel Villa Caro
Ángel Arcos Vargas

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

Me gustaría agradecer, en primer lugar, a mis tutores Gabriel Villa Caro y Ángel Arcos Vargas por su ayuda y su atención durante la realización del trabajo.

También quisiera agradecer a mi familia su paciencia durante estos cuatro años de carrera, especialmente a mi hermano Pablo, por haber compartido conmigo estos cuatro años y haberme ayudado y apoyado siempre que lo he necesitado.

A todos mis amigos, por haberme ayudado cuando era necesario y haber sido otro punto de apoyo importante durante estos cuatro años.

Resumen

En los últimos años, se han realizado numerosos análisis sobre la eficiencia del sistema de retribuciones de las distribuidoras eléctricas en países extranjeros, incluso siendo estos impulsados desde los propios gobiernos. Es por ello que, recientemente, en España también se han llevado a cabo estudios similares.

El propósito de este trabajo es realizar un análisis de la eficiencia del sistema de retribuciones a las distribuidoras eléctricas españolas utilizando un método novedoso, siendo esta la primera aplicación del mismo al sector eléctrico en el sur de Europa. Este método es una variación del *Stochastic Nonparametric Envelopment of Data*, StoNED en la que se utilizarán variables contextuales que modelarán los efectos producidos por el entorno del problema, que no sean contemplados por entradas ni salidas. Esta variación se denomina StoNEZD.

Abstract

In recent years, numerous analyses have been carried out on the efficiency of the system of remuneration of electricity distributors in foreign countries, even though these are promoted by governments themselves. That is why similar studies have recently been carried out in Spain.

The purpose of this paper is to analyze the efficiency of the system of remuneration to Spanish electricity distributors using a novel method, this being the first application of the same to the electricity sector in southern Europe. This method is a variation of the Stochastic Nonparametric Envelopment of Data, StoNED, in which contextual variables will be used to model the effects produced by the problem environment, which are not contemplated by inputs or outputs. This variation is called StoNEZD.

Índice

Agradecimientos	v
Resumen	vi
Abstract	vii
Índice	viii
Índice de Figuras	x
Índice de Tablas	xi
1 Objeto del proyecto	1
2 Introducción	2
3 El Sistema Eléctrico Español	3
3.1. Contexto histórico	3
3.2. Eficiencia en el sector eléctrico	4
3.3. Estructura	4
3.3.1. Generación	4
3.3.2. Transporte	4
3.3.3. Distribución	5
3.3.3.1. Empresas distribuidoras	5
3.3.3.2. Sistema retributivo	6
3.3.3.3. Calidad de servicio	7
4 Método StoNEZD	10
4.1. Introducción al método	10
4.2. Descripción del método	11
4.3. Descripción del método de máxima verosimilitud	14
4.4. Resolución del modelo	15
5 Aplicación del Método	16
5.1. Elección de entradas, salidas y variables contextuales	16
5.2. Refinamiento de la muestra de datos	17
5.3. Implementación de las variables contextuales	18
5.4. Análisis de la muestra de datos	18
5.5. Modelo particularizado	22
6 Análisis de Resultados	23
6.1. Diferencias según el tipo de territorio	23

6.1.1. Coste marginal de usuario	24
6.1.2. Coste marginal de MWh suministrado	25
6.1.3. Coste marginal de inmovilizado	26
6.1.4. Coste marginal de kWh no abastecido	27
6.1.5. Coste marginal del producto entre NIEPI y potencia instalada	28
6.1.6. Eficiencia	29
6.2. Diferencias según el tamaño	29
7 Resumen y Conclusiones	31
Referencias	32
Anexos	34
Datos iniciales	34
Datos introducidos en el modelo	41
Código Lingo	45
Resultados	47
Eficiencias	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de las zonas de distribución.	6
Figura 2. Representación de las entradas y salidas del problema.	17
Figura 3. Gráfico de dispersión de la retribución frente a los clientes. La unidad productiva representada en rojo es, claramente, un “outlier”. Elaboración propia.	17
Figura 4. Gráfica de dispersión que representa el valor de los usuarios en función de la retribución.	19
Figura 5. Gráfica de dispersión que representa el valor de los MWh suministrados en el año 2021 en función de la retribución.	19
Figura 6. Gráfica de dispersión que representa el valor del inmovilizado total en función de la retribución.	20
Figura 7. Gráfica de dispersión que representa el valor de los kWh no abastecidos debido a interrupciones en función de la retribución.	21
Figura 8. Gráfica de dispersión que representa el valor del NIEPI * PI en función de la retribución.	21
Figura 9. Gráfico de dispersión que representa el coste marginal de usuario frente al número de usuarios.	24
Figura 10. Gráfico de dispersión que representa el coste marginal de MWh suministrado frente a los MWh suministrados.	25
Figura 11. Gráfico de dispersión que representa el coste marginal de inmovilizado frente al inmovilizado.	26
Figura 12. Gráfico de dispersión que representa el coste marginal de kWh interrumpidos frente a los kWh interrumpidos.	27
Figura 13. Gráfico de dispersión que representa el coste marginal de kW interrumpidos frente a los kW interrumpidos.	28
Figura 14. Gráfico que indica la eficiencia media para cada grupo de tamaño de unidades productivas.	29

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Límites para la calidad zonal de distribución eléctrica. Fuente: BOE. Elaboración propia.	9
Tabla 2. Comparativa entre los costes marginales medios de usuario para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.	24
Tabla 3. Comparativa entre los costes marginales medios de MWh para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.	25
Tabla 4. Comparativa entre los costes marginales medios de inmovilizado para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.	26
Tabla 5. Comparativa entre los costes marginales medios de kWh no abastecido para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.	27
Tabla 6. Comparativa entre los costes marginales medios de kW no abastecido para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.	28
Tabla 7. Comparativa entre las eficiencias medias para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.	29

1 OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto es analizar la eficiencia de la retribución de distribuidoras eléctricas españolas utilizando un enfoque semi-paramétrico. Se pretende demostrar, tal y como se ha hecho en países como Finlandia, que este tipo de técnicas también son aplicables al sector eléctrico. El uso de este tipo de enfoque aplicado a este sector supone una novedad en el sur de Europa. El objetivo será el cálculo de una función óptima de costes, retribución en este caso, y la distancia de cada unidad productiva respecto a esta frontera, la cual estará compuesta, como se detallará más adelante, por ruido e ineficiencia.

Para realizar el estudio, también será necesario recolectar numerosos datos de las distribuidoras eléctricas españolas. Con el fin de comprender estos datos proporcionados, así como el funcionamiento del sistema eléctrico español, en especial de la distribución eléctrica, se realizará una contextualización del mismo.

En el documento, se detallará y explicará el modelo a utilizar de forma general, haciendo especial énfasis en el significado de cada una de sus variables. También se explicarán las diferencias que el modelo escogido presenta respecto a otros más utilizados y ya aplicados en numerosas ocasiones al sector eléctrico.

Una vez obtenidos los resultados proporcionados por el modelo, se realizará un estudio de los mismos con el fin de extraer conclusiones, realizando análisis en los que se dividirán las distribuidoras por grupos, dependiendo de su tamaño u otras características, con el fin de encontrar diferencias entre sus eficiencias y otras variables de interés. Además, en función de este análisis, se propondrán posibles cambios o mejoras a realizar en el sistema de retribuciones, con el fin de aumentar la eficiencia del mismo.

2 INTRODUCCIÓN

En el trabajo de fin de grado aquí presentado se pretende realizar un análisis de un conjunto de empresas distribuidoras de electricidad, con el objetivo de encontrar ciertos patrones en función de determinadas características de las mismas y, de ser posible, proponer diversas mejoras que podrían ser aplicadas al sistema de retribuciones a las empresas distribuidoras eléctricas españolas. Con un precio de la electricidad cada vez más alto, cabe preguntarse si tiene sentido incrementar las retribuciones a las empresas distribuidoras. Para ello, partiremos del análisis del análisis objeto de estudio en el artículo: “Stochastic semi-nonparametric frontier estimation of electricity distribution networks: Application of the StoNED method in the Finnish regulatory model, Energy Economics”; publicado por Timo Kuosmanen en 2012. En este artículo, se aplicó la metodología StoNED a un conjunto empresas distribuidoras finlandesas, con el objetivo de que, en función de la eficiencia de las mismas, el Regulador finlandés dotara a cada una con su retribución correspondiente. El objetivo de este trabajo es comprobar cómo variaría el sistema de retribuciones español tras ser sometido a un análisis StoNEZD, el cual es similar a la metodología StoNED, pero utilizando variables contextuales que modelarán los condicionantes provocados por el entorno del problema. Este método también fue desarrollado por Timo Kuosmanen (Johnson & Kuosmanen, 2011). Cabe destacar, que se trata del primer estudio de este tipo aplicado a la distribución eléctrica que se realiza en el sur de Europa.

Para ello, se tratará de obtener los datos correspondientes de tantas empresas españolas distribuidoras de electricidad como sea posible y, basándonos en la metodología StoNEZD, definir, tanto la eficiencia de cada una de ellas, como otras variables de interés.

En el tercer se incluye un resumen y contextualización de la actividad eléctrica en España, en el que se hará especial énfasis en la fase de distribución, que es la que nos ocupa. Posteriormente, en el cuarto capítulo, se procederá a explicar la metodología StoNEZD, justificando por qué se ha decidido usar y sus particularidades. En el quinto capítulo se explicará la aplicación del modelo al caso objeto de estudio, así como las entradas y salidas que se ha decidido seleccionar. También se realizará un análisis de la muestra de datos y se justificará la reducción de la misma con el fin de dotar de mayor significatividad al modelo. En el sexto capítulo se realizará un análisis de los resultados obtenidos. Finalmente, en el séptimo capítulo, se detallarán las conclusiones obtenidas tras la realización del estudio.

3 EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

3.1. Contexto histórico

El primer registro de una aplicación práctica de la electricidad en España data del año 1852, cuando el farmacéutico Domenech iluminó su botica en Barcelona. También en ese mismo año, en Madrid, se realizaron pruebas de iluminación en el Congreso de los Diputados y la Plaza de la Armería. Sin embargo, no es hasta 1875, cuando se instaló en Barcelona una dinamo capaz de iluminar las Ramblas, la Boquería y el castillo de Montjuic, que se puede dar por iniciada la electrificación industrial en España. Esto dio lugar a la creación de la Sociedad Española de Electricidad, la cual figura como primera empresa eléctrica española.

Dado un veloz desarrollo de la industria eléctrica, en el año 1901 se publicó la primera estadística oficial, según la cual, el 61% de la potencia instalada era de origen térmico y el 39% de origen hidráulico. La principal dificultad de esa época era que toda la electricidad era generada en corriente continua y no podía ser transportada a largas distancias, por lo tanto, solo podía ser consumida cerca de los puntos de generación. Este problema se solucionaría a principios del siglo XX con la aparición de la corriente eléctrica alterna, lo que permitió el transporte de electricidad a grandes distancias. A finales de los años veinte, la potencia instalada se había multiplicado por 12, alcanzando los 1.500 MW.

Unos años más tarde, con motivo de la Guerra Civil, se produjo un estancamiento en la capacidad de producción, que coincidió además con un aumento de la demanda. Con la intención de solucionar este problema, en 1944 se fundó la empresa Unidad Eléctrica S.A (UNESA). Las funciones de UNESA eran coordinar las centrales eléctricas del país, decidiendo cuál debía trabajar en cada momento y, en caso de ser necesario, facilitar los intercambios de electricidad entre zonas. La constitución de UNESA junto a otras medidas como la aplicación de las Tarifas Tope Unificadas en 1953, permitieron aumentar la garantía de suministro a los clientes y abaratar las tarifas. En 1970 la producción de energía eléctrica se había triplicado.

La situación se mantuvo estable hasta 1973, cuando los precios del petróleo ascendieron. Puesto que la mayoría de centrales térmicas españolas utilizaban el petróleo como combustible, 1979, se tomaron medidas para disminuir la dependencia del petróleo, entrando en servicio centrales de carbón además de cinco grupos nucleares.

En los años posteriores, un aumento de los tipos de interés sumado al alto endeudamiento de las empresas del sector, supuso una alteración de la momentánea estabilidad. Es por ello que se estableció un nuevo sistema de cálculo de las tarifas eléctricas, conocido como Marco Legal y Estable, que se empezaría a aplicar en 1988.

En 1996, fue aprobada la Directiva europea sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, lo que provocó una liberalización del sector, introduciendo una alta competencia en el sector eléctrico. En los siguientes años se produjo un gran aumento de la demanda, lo que dio lugar a la construcción de numerosas infraestructuras.

En el siglo XXI, el principal reto al que se ha enfrentado el sector eléctrico ha sido el proceso de transición energética, tratando de sustituir las fuentes de energía tradicionales por fuentes renovables (Energía y Sociedad, s.f.).

3.2. Eficiencia en el sector eléctrico

En el sector eléctrico, la eficiencia es un concepto ampliamente discutido y reinventado por numerosos investigadores. Es por ello que se han realizado numerosos estudios sobre el tema tanto en el extranjero como en España. En el extranjero, el mayor ejemplo se encuentra en los países nórdicos, donde, además de los ya mencionados estudios de Timo Kuosmanen, se han realizado análisis de eficiencia del sistema distributivo de electricidad utilizando otras metodologías, como la ampliamente conocida metodología DEA (AGRELL et al., 2005). No obstante, en España también se han realizado numerosos estudios similares utilizando, también, metodología DEA (Arcos-Vargas et al., 2017) e incluso técnicas más novedosas como el DEA con metafronteras (Núñez et al., 2020). De hecho, algunos gobiernos utilizan este tipo de técnicas para tratar de optimizar el sistema de retribuciones a las compañías eléctricas. Un ejemplo es Finlandia, en cuyo gobierno el propio Timo Kuosmanen fue pionero en este tipo de estudios.

3.3. Estructura

En este apartado se explicarán las cuatro actividades principales destinadas al suministro de energía eléctrica en España: generación, transporte, distribución y comercialización, incidiendo especialmente en la distribución, ya que es el objeto de estudio del trabajo.

3.3.1. Generación

Consiste en la producción de energía eléctrica, transformando una energía primaria en energía eléctrica. España ha sido tradicionalmente un país importador de energía, lo que producía una clara desventaja estratégica frente a otros países. Sin embargo, en la década de los 2000 se produjo un auge de las energías eléctricas renovables que son, actualmente, una de las principales fuentes de generación de energía eléctrica en España.

Una vez generada, la energía eléctrica puede ser almacenada, aunque no se forma viable. Es por ello que los distintos agentes del mercado como el Operador del Sistema Eléctrico (REE) o el Operador del Mercado Eléctrico (OMIE) deben sincronizarse para procurar que la energía generada sea igual a la consumida, lo contrario provocaría problemas como la falta o desperdicio de la misma (Energía y Sociedad, s.f.).

Algunas de las empresas más conocidas generadoras de energía eléctrica en España son Endesa, Iberdrola, Naturgy o Repsol. Algunas de ellas, como Endesa e Iberdrola, también se encargan de la distribución de la misma.

3.3.2. Transporte

Tiene como objetivo la transmisión de energía eléctrica por la red de transporte, utilizada con el fin de suministrarla a los distintos sujetos y para la realización de intercambios internacionales.

La red de transporte de energía eléctrica en España está constituida por la red de transporte primario, de tensión mayor o igual a 380 kV y la de transporte secundario, de tensión hasta 220 kV. Las redes de transporte trabajan con estas altas tensiones para así reducir la intensidad circulante y, por lo tanto, las pérdidas de potencia en forma de calor producidas por el efecto Joule, que son directamente proporcionales a la intensidad.

En España, existe un transportista de electricidad único, la Red Eléctrica de España, como estableció la Ley 17/2007. Por definición, se consideran parte de la red de transporte de electricidad todas las líneas, transformadores y otros elementos de tensión mayor o igual a 220 kV, además de otros elementos con tensión menor a 220 kV, pero que cumplan funciones de transporte. En España, existen más de 43.600 km de líneas, más de 5.400 posiciones de subestaciones y más de 85.000 MVA de capacidad de transformación (Energía y Sociedad, s.f.).

3.3.3. Distribución

Tiene como objetivo llevar la electricidad desde la salida de las redes de transporte hasta el consumidor final. En España, se consideran instalaciones de distribución eléctrica todas aquellas líneas de tensión inferior a 220 kV, que no se consideren parte de la red de transporte. Las funciones de las empresas distribuidoras en España son las siguientes, según la normativa vigente:

- Construir, mantener y operar las redes eléctricas que unen el transporte con los centros de consumo.
- Ampliar las instalaciones para atender a nuevas demandas de suministro eléctrico.
- Asegurar un nivel adecuado de calidad de servicio.
- Responder en igualdad a todas las solicitudes de acceso y conexión.
- Medir el consumo.
- Aplicar a los consumidores los peajes o tarifas de acceso.
- Mantener actualizada la base de datos de puntos de suministro.
- Informar a los agentes y clientes involucrados.
- Presentar anualmente sus planes de inversión a las Comunidades Autónomas.

3.3.3.1. Empresas distribuidoras

En España existen más de 300 empresas distribuidoras de electricidad, aunque únicamente 5 de ellas son conocidas por el grueso de la población: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, HC Energía y E.ON. Estas 5 empresas abastecen a alrededor del 95% de la población, mientras que el 5% restante queda repartido entre las más de 300 empresas restantes.

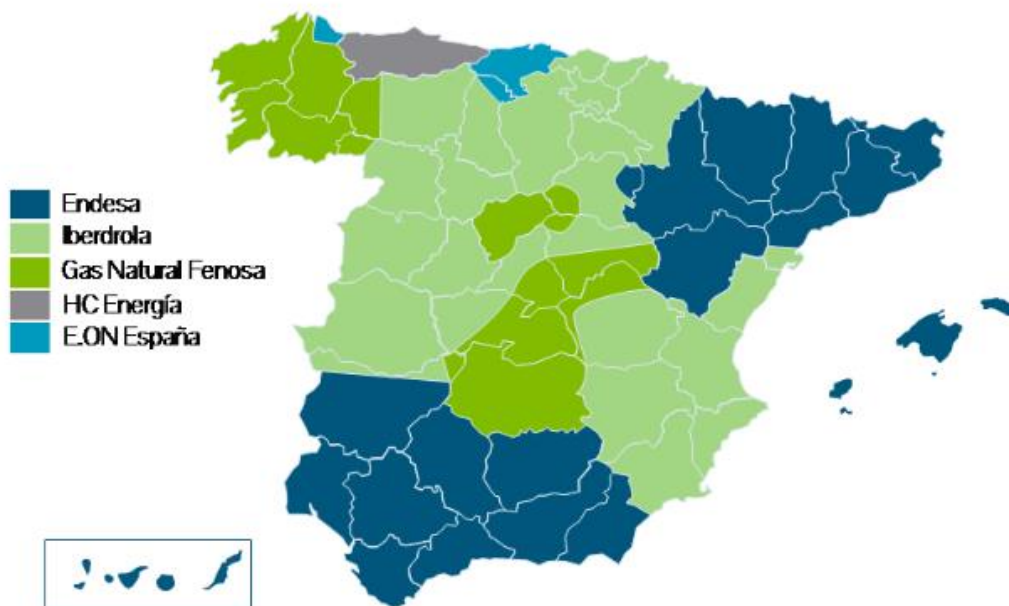


Figura 1. Mapa de las zonas de distribución. Fuente: <https://www.energiaysociedad.es>

3.3.3.2. Sistema retributivo

La retribución de la actividad de distribución se establece según los costes de inversión, de operación, de mantenimiento y de gestión de las redes, para así asegurar el suministro de energía en las condiciones de calidad fijadas reglamentariamente, por lo tanto, en este trabajo se hablará indistintamente de coste y retribución. Anteriormente, el sistema retributivo de la actividad de distribución en España se basaba en el reparto de una “bolsa” entre las distintas empresas de distribución. Los porcentajes de esta “bolsa” asignados a cada empresa eran fijados administrativamente y la cantidad de la “bolsa” se modificaba anualmente en función del IPC.

Tras la entrada en vigor del Real Decreto 222/2008 se estableció una nueva metodología retributiva, con el objetivo de trasladar al cliente final el mínimo coste con una calidad adecuada. Esta retribución es fijada al inicio de cada periodo regulatorio de cuatro años, tras ser presentados los planes de inversión a las comunidades autónomas correspondientes. Dentro de cada periodo regulatorio, esta retribución se actualiza en función de diversos índices macroeconómicos, incentivos de calidad o incrementos de actividad.

El Real Decreto-ley 13/2012 retrasó dos años el devengo de las retribuciones. Además, estableció que se retribuiría en concepto de inversión aquellos activos no amortizados, tomando como base para la retribución el valor neto de los mismos.

Con la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013 y de la Ley 24/2013, se establece un nuevo modelo retributivo en el que se establece un límite máximo a la inversión reconocida anualmente con dos años de anterioridad a la percepción de la retribución debida a estas actuaciones. El objetivo de esto fue aportar una previsión razonable de la evolución de los costes del sistema motivados por esta actividad. Además, la Ley 24/2013 también estableció que la retribución de la actividad de distribución se determinaría por periodos regulatorios de seis años de duración. También se establecieron incentivos a las empresas distribuidoras por mejorar los objetivos marcados por ellas los años anteriores en los relativo, especialmente, a la calidad de servicio (Energía y Sociedad, s.f.).

Actualmente, la norma que regula estas retribuciones es el Real Decreto 1048/2013, que entró en vigor el 27 de diciembre de ese año. Este Real Decreto:

- Contempla todos los principios retributivos legales introducidos por la Ley 24/2013, comentada con anterioridad.
- Establece una metodología detallada que permita cuantificar de forma clara y precisa cuál es la retribución a percibir y cuál será su evolución en el periodo regulatorio.
- Define de manera clara qué conceptos serán retribuidos con cargo al sistema eléctrico, introduciendo herramientas que eviten la introducción de costes motivados por normativa de carácter no básico.
- Introduce criterios destinados al control del volumen de inversión con el fin de lograr la sostenibilidad del sistema eléctrico.
- Reformula con sencillez y facilidad de aplicación los incentivos a la reducción de pérdidas y a la mejora de la calidad de suministro, todo ello estableciendo un camino que incentive a cada una de las empresas a la mejora de los niveles obtenidos los años precedentes.
- Introduce un nuevo incentivo a las empresas distribuidoras a disminución del fraude.

3.3.3.3. Calidad de servicio

La calidad de servicio de la distribución eléctrica en España se define como el conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigibles por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración. Esto engloba los siguientes requisitos:

- Continuidad del suministro, relativa al número de interrupciones y a la duración de las mismas.
- Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión.
- Calidad en la atención y relación con el cliente, relativa al conjunto de actuaciones asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.

Es posible clasificar la calidad de servicio en cuanto a su extensión y a su tipo de zona.

En cuanto a su extensión:

- Calidad individual: posee una naturaleza contractual y se refiere a cada uno de los consumidores.
- Calidad zonal: se refiere a una determinada zona geográfica, que sea atendida por un mismo distribuidor.

En cuanto al tipo de zona:

- U (Zona urbana): referida al conjunto de municipios de una provincia que cuenten con más de 20.000 suministros. También formarán parte de este conjunto las capitales de provincia, aunque no lleguen a esta cifra.
- S (Zona semiurbana): referida al conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros de entre 2.000 y 20.000. Se excluyen de esta lista las capitales de provincia.
- RC (Zona rural concentrada): referida al conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros de entre 200 y 2.000.

- RD (Zona rural dispersa): referida al conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros menor de 200. También se incluirán en este conjunto todos aquellos suministros ubicados fuera de los núcleos de población, excepto polígonos industriales y zonas residenciales.

Principalmente, la calidad de servicio de la distribución eléctrica se mide en función de la continuidad del suministro, que viene determinada por la duración y el número de interrupciones. Existen dos indicadores fundamentales que miden la duración y el número de interrupciones, respectivamente: TIEPI y NIEPI.

TIEPI

Es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión (entre 1 kV y 36 kV). Obedece a la expresión 1:

$$TIEPI = \sum_{i=1}^k \frac{PI_i * H_i}{\sum PI} \quad (1)$$

Donde

- $\sum PI$ es la suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (medida en kVA).
- PI_i es la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (medida en kVA).
- H_i es el tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia PI_i (medido en horas).
- k es el número total de interrupciones durante el periodo considerado.

Para el cálculo del TIEPI, se consideran interrupciones solo aquellas con una duración superior a tres minutos. Aunque es deducible a partir de la fórmula, es necesario destacar que un mayor TIEPI implica una peor calidad de servicio.

NIEPI

Se define como el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión (ente 1 kV y 36 kV). Este índice se calcula mediante la expresión 2:

$$NIEPI = \sum_{i=1}^k \frac{PI_i}{\sum PI} \quad (2)$$

Donde:

- $\sum PI$ es la suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (medida en kVA).

- PI_i es la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (medida en kVA).
- k es el número total de interrupciones durante el periodo considerado.

Al igual que para el cálculo del TIEPI, para el cálculo del NIEPI solo se considerarán las interrupciones de duración superior a tres minutos. Además, también destacar para esta expresión que un mayor NIEPI implica una peor calidad de servicio.

En el Real Decreto 1955/2000, se establecieron límites para la calidad zonal.

	TIEPI	Percentil 80 del TIEPI	NIEPI
Zona urbana (U)	1,5	2,5	3
Zona semiurbana (S)	3,5	5	5
Zona rural concentrada (RC)	6	10	8
Zona rural dispersa (RD)	9	15	12

Tabla 1. Límites para la calidad zonal de distribución eléctrica. Fuente: BOE. Elaboración propia.

Ningún municipio podrá superar el valor del percentil 80 del TIEPI durante más de dos años consecutivos. En caso de incumplir alguno de los otros límites, la empresa distribuidora en cuestión podrá presentar a la Administración competente un plan de actuación para la corrección de las causas que provoquen la falta de calidad en el suministro. Parte significativa de estos planes son financiados por la Administración.

4 MÉTODO STONEZD

4.1. Introducción al método

Habitualmente, se suele definir la eficiencia como la capacidad de obtener las salidas (outputs) más favorables dadas ciertas entradas (inputs). Dependiendo de si las salidas son deseables o no deseables se buscará maximizar o minimizar las mismas, respectivamente.

El análisis de la eficiencia es un campo multidisciplinar, que puede abarcar disciplinas desde la economía hasta la agricultura. También se pueden realizar estudios de eficiencia a diferente escala. Desde personas individuales hasta grandes empresas o gobiernos de países. Es por ello que existe una gran variedad de métodos, pudiendo escoger el método idóneo en función del objeto de estudio. Sin embargo, esta amplia variedad de métodos puede llegar a hacer confusa la elección de los mismos ya que, actualmente, no hay un método mundialmente reconocido como el más adecuado.

Uno de los métodos más popularmente reconocidos es el DEA, *Data envelopment análisis* (Charnes et al., 1978). Este método no paramétrico toma como base el concepto de eficiencia (Farrell, 1957) y no impone una forma específica a la frontera formada por las unidades productivas eficientes. La simplicidad del mismo reside en que asume que todas las desviaciones respecto a esa frontera son ineficiencia. Lo cual, en muchos casos, puede resultar aventurado.

Debido a esta posible desventaja del método DEA, surgió el SFA, *Stochastic frontier analysis* (Aigner et al., 1977; Meeusen & van Den Broeck, 1977) que, al contrario que el DEA, asume que la distancia a la frontera es tanto ineficiencia como ruido. Sin embargo, el SFA es un método paramétrico, que impone la forma de la frontera, a diferencia que en el caso del DEA. Por ello, ambos métodos son considerados complementarios, se podría decir que al escoger entre SFA y DEA se deberá sacrificar algo a costa de tener cierto beneficio.

En estos últimos años, tratar de crear un método capaz de beneficiarse de las ventajas de DEA y SFA ha sido objeto de estudio. Con este objetivo surgió el método CNLS, *convex nonparametric least squares* (Kuosmanen, 2008). Este método no impone ninguna forma específica sobre la frontera y es capaz de modelar el ruido. Sin embargo, supone que no existe ineficiencia, ya que el estudio se daría en un mercado de competencia perfecta.

El método que finalmente parece haber conseguido unificar SFA y DEA es el StoNED, *Stochastic Nonparametric Envelopment of Data* (Kuosmanen & Kortelainen, 2012). Este método trata las desviaciones respecto a la frontera como una suma de ruido e ineficiencia. Por lo tanto, en escenarios que tengan presente ruido, el método StoNED es claramente superior a los clásicos DEA y SFA (Andor & Hesse, 2014). Un paso más allá consiste en añadir al StoNED variables contextuales z_i , las cuales se introducen para modelar ciertas características del entorno del problema que pueden condicionar el resultado del mismo y no quedan reflejadas en las entradas ni salidas, dando lugar al StoNEZD (Johnson & Kuosmanen, 2011).

El objetivo de este capítulo es explicar el método StoNEZD, el significado de todas las variables del mismo y la variante que utilizaremos para nuestro caso particular.

4.2. Descripción del método

Como ha sido descrito anteriormente, el método StoNEZD contempla tanto ruido como ineficiencia. En un caso ideal en el que no existiese ninguno de estos dos elementos, las salidas vendrían determinadas por $\mathbf{y}_i = f(\mathbf{x}_i)$. Siendo y_i la salida de la unidad productiva “i” y \mathbf{x}_i un vector de “m” componentes, siendo “m” el número de entradas dadas para la unidad productiva “i”. Esto suponiendo un sistema con “m” entradas y una única salida.

Sin embargo, al contemplar tanto ineficiencia como ruido, la expresión anterior pierde su validez. Si denotamos al ruido como v_i y a la ineficiencia como $u_i > 0$, suponiendo que la ineficiencia suma a la salida tendríamos que $\mathbf{y}_i = f(\mathbf{x}_i) + v_i + u_i$. Esta formulación tampoco se ajusta al caso de estudio, ya que trata al error de forma aditiva. Realmente, para el caso que se trata en este trabajo, es más conveniente utilizar la forma multiplicativa del error (Meeusen & van Den Broeck, 1977). Además, como se verá más adelante, será la entrada la que sea función de la salida. Por lo tanto $x_i = f(\mathbf{y}_i) * e^{v_i+u_i}$. Sustituyendo $\varepsilon_i = v_i + u_i$, añadiendo el efecto de las variables contextuales mencionadas en el anterior apartado y las salidas no deseables se obtiene la expresión 3:

$$x_i = f(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i) * e^{wz_i} * e^{\varepsilon_i} \quad (3)$$

Donde \mathbf{b}_i son las salidas no deseables y w los pesos asociados a las variables contextuales.

Cabe destacar que, en este contexto de metodologías de estimación de fronteras, se suelen utilizar los términos variables dependientes e independientes para referirse a las entradas y salidas. En nuestro caso, la variable dependiente sería x , mientras que las independientes serían y y b , ya que, en nuestro caso, queremos estimar la función de retribución, que es una función de coste. El valor de estos pesos al resolver el problema indicará el efecto que tienen las variables contextuales sobre la entrada. El número de pesos será el número de variables contextuales menos uno, ya que se tomará una de las variables contextuales como referencia. En esta expresión, x_i no es un vector, ya que, como se explicará más adelante, el modelo constará de una sola entrada. Aplicando logaritmos a la expresión 3 se obtiene la expresión 4:

$$\ln(x_i) = \ln f(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i) + wz_i + \varepsilon_i \quad (4)$$

Nótese que $u_i \approx N^+(0, \sigma_u)$ y que $v_i \approx N(0, \sigma_v)$, por lo que, debido a que la ineficiencia sigue una distribución normal truncada positiva, la distribución de ε_i no está centrada en 0. La asunción de normalidad para la eficiencia u_i y el ruido v_i es lo que convierte a este método en semi-paramétrico. Al seguir u_i esta distribución, su varianza viene dada por la expresión 5:

$$Var(u_i) = \sigma_u^2 * \left(1 - \frac{2}{\pi}\right) \quad (5)$$

Además, $E(u_i) \neq 0$, concretamente, obedece a la expresión 6:

$$E(u_i) = \sqrt{2} * \frac{\sigma_u}{\sqrt{\pi}} = \mu \quad (6)$$

Es por ello, que tanto la esperanza matemática como la varianza del término ε_i vienen dados por las expresiones 7 y 8, respectivamente.

$$E(\varepsilon_i) = \sqrt{2} * \frac{\sigma_u}{\sqrt{\pi}} = \mu \quad (7)$$

$$Var(\varepsilon_i) = \sigma_u^2 * \left(1 - \frac{2}{\pi}\right) + \sigma_v^2 \quad (8)$$

Mientras que la función de densidad de la variable ε_i queda definida por la ecuación 9:

$$f_\varepsilon(\varepsilon_i) = \frac{2}{\sigma} * \phi\left(\frac{\varepsilon_i}{\sigma}\right) * [1 - \Phi\left(-\frac{\varepsilon_i \lambda}{\sigma}\right)] \quad (9)$$

Donde:

- ϕ es la función de densidad de una variable $N(0,1)$.
- Φ es la función de distribución de una variable $N(0,1)$.
- Los parámetros λ y σ quedan definidos en las expresiones 10 y 11, respectivamente.

$$\lambda = \frac{\sigma_u}{\sigma_v} \quad (10)$$

$$\sigma^2 = \sigma_u^2 + \sigma_v^2 \quad (11)$$

Por lo tanto, el estimador deja de ser consistente y se sugiere la siguiente modificación, expresión 12 (Kuusmanen et al., 2015):

$$\ln(x_i) = [\ln f(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i) + \mu] + \mathbf{wz}_i + [\varepsilon_i - \mu] = \ln g(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i) + \mathbf{wz}_i + v_i \quad (12)$$

Donde $g(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i) = f(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i) * e^\mu$, siendo μ la ineficiencia media de todas las unidades productivas y $v_i = \varepsilon_i - \mu$, a este parámetro se le llamará residuo. La función $g(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i)$ debe ser convexa, monótonamente creciente para \mathbf{y}_i y monótonamente decreciente para \mathbf{b}_i . Tras esta modificación, $E(v_i) = 0$. Nótese que esto y la función $g(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i)$ representan una función de producción “average practice”, en lugar de la “best practice” de la función $f(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i)$. El problema se puede resolver mediante CNLS, *convex nonparametric least squares*, dando lugar al siguiente modelo:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^n v_i^2$$

s. a:

$$\ln(x_i) = \ln g_i + \sum_r w_r z_{ri} + v_i \quad \forall i \quad (13.1)$$

$$g_i = \alpha_i + \sum_k \beta_{ki} y_{ki} - \sum_q \gamma_{qi} b_{qi} \quad \forall i \quad (13.2)$$

$$g_i \geq \alpha_j + \sum_k \beta_{ki} y_{ki} - \sum_q \gamma_{qi} b_{qi} \quad \forall i, j \quad (13.3) \quad (13)$$

$$\beta_{ki} \geq 0 \quad \forall k, i \quad (13.4)$$

$$\gamma_{qi} \geq 0 \quad \forall q, i \quad (13.5)$$

$$\alpha_i \text{ libre} \quad \forall i \quad (13.6)$$

$$w_r \text{ libre} \quad \forall r \quad (13.7)$$

$$v_i \text{ libre} \quad \forall i \quad (13.8)$$

Este modelo minimiza la suma de los cuadrados de los residuos v_i , donde:

Las restricciones (13.1) son las asociadas a la expresión 12.

Las restricciones (13.2) son las que definen cada uno de los hiperplanos de cada unidad productiva que acaban formando la frontera. Las α_i son las ordenadas en el origen de cada uno de esos planos. El estudio del signo de esta ordenada definirá si la unidad productiva en cuestión es DRS, CRS o IRS (Kuosmanen et al., 2015). Las variables β_{ki} y γ_{qi} están relacionadas con los costes marginales asociados para cada salida de cada unidad productiva. Los costes marginales β_{ki} estarán asociados a las salidas deseables y los γ_{qi} a las salidas no deseables (Kuosmanen, 2012). Estos costes marginales se definen como la variación del coste total que se produce al aumentar en uno la cantidad producida o al disminuir en uno, en caso de tratarse de una salida no deseable. Cabe destacar que el método StoNEZD presenta una limitación que afectará al caso objeto de estudio y es que se define como salida no deseable aquella que resta a la entrada, es decir, este método no es capaz de modelar una salida no deseable que sea directamente proporcional a la entrada.

Las restricciones (13.3) son conocidas como desigualdades de Afriat (Afriat, 1967, 1972) y son vitales para garantizar la convexidad de la frontera (Kuosmanen, 2008).

La restricción (13.4) impone que la función $g(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i)$ es monótonamente creciente con \mathbf{y}_i .

La restricción (13.5) impone que la función $g(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i)$ es monótonamente decreciente con \mathbf{b}_i .

La restricción (13.6) impone la tecnología VRS en el problema.

La restricción (13.7) impone que el valor de los residuos puede ser positivo o negativo.

La restricción (13.8) impone que el efecto marginal de la variable contextual puede ser positivo o negativo.

Tras la resolución del modelo descrito, aún no se dispondrá de la ineficiencia asociada a cada unidad productiva, ya que se obtendrán los valores de los residuos v_i asociados a cada unidad productiva y, como se ha mencionado anteriormente, estos residuos son los ε_i desplazados negativamente con un valor igual a la ineficiencia media de todas las unidades productivas μ . Para deshacer este cambio que nos ha permitido resolver el problema existen diversos métodos. Los

más utilizados son el *Method of moments* (Aigner et al., 1977) y el *Quasi-likelihood estimation*, método de máxima verosimilitud, en castellano (Fan et al., 1996).

4.3. Descripción del método de máxima verosimilitud

En este subapartado se explicará brevemente el procedimiento seguido para aplicar el método de máxima verosimilitud, que ha sido, finalmente, el escogido para deshacer la modificación descrita en la expresión 14. En primer lugar, tras resolver el modelo, se obtienen los valores de los residuos, v_i , es decir, los valores de ε_i , desplazados negativamente un valor de μ . Utilizando las expresiones 7, 10 y 11, se puede obtener el valor de μ , únicamente en función de σ y λ .

$$\mu = \frac{\sqrt{2}\sigma\lambda}{\sqrt{\pi}(1 + \lambda^2)} \quad (14)$$

Donde el valor de σ puede ser estimado según la expresión 15.

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{\frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n v_i^2}{1 - \frac{2\lambda^2}{\pi(1 + \lambda^2)}} \quad (15)$$

Pudiendo así sumar el valor μ a cada residuo, obteniendo los valores de ε_i . Este proceso es iterativo, ya que el valor de λ es desconocido. Se recomienda comenzar con un valor de $\lambda = 0.1$ e ir aumentando décima a décima recalculando, a su vez, los valores de ε_i hasta encontrar un máximo en la función descrita en la expresión 16.

$$\ln L(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n, \lambda) = n \ln 2 - n \ln \sigma + \sum_{i=1}^n \ln \phi\left(\frac{\varepsilon_i}{\sigma}\right) + \sum_{i=1}^n \ln \left[1 - \Phi\left(-\frac{\varepsilon_i \lambda}{\sigma}\right)\right] \quad (16)$$

Una vez obtenido el valor de λ que optimiza la expresión 16, se obtiene el valor de $E(u_i | \varepsilon_i)$ gracias a la expresión 17.

$$E(u_i | \varepsilon_i) = \frac{\sigma_u \sigma_v}{\sigma} \left(+ \frac{\varepsilon_i \lambda}{\sigma} + \frac{\phi\left(\frac{-\varepsilon_i \lambda}{\sigma}\right)}{1 - \Phi\left(\frac{-\varepsilon_i \lambda}{\sigma}\right)} \right) \quad (17)$$

Donde los valores de σ_u y σ_v se pueden obtener combinando las expresiones 10 y 11. Una vez obtenidos los valores de $E(u_i | \varepsilon_i)$ para cada unidad productiva, es posible obtener también la eficiencia de las mismas, dada por la expresión 18.

$$eficiencia_i = e^{-E(u_i|\varepsilon_i)} \quad (18)$$

4.4. Resolución del modelo

Como se puede observar en la expresión 13, el método requiere de la resolución de un modelo no lineal cuadrático. Para la resolución del mismo, Timo Kuosmanen junto a otros investigadores, crearon una librería en lenguaje Python de uso gratuito llamada “pyStoNED” (Dai et al., 2021), la cual permite resolver fácilmente problemas de este tipo en lenguaje Python. No obstante, también existen otros softwares de optimización que permiten resolver modelos de este tipo.

5 APLICACIÓN DEL MÉTODO

5.1. Elección de entradas, salidas y variables contextuales

Tal y como se ha explicado previamente, el objetivo del estudio es determinar la eficiencia de cada distribuidora eléctrica, en función de la retribución otorgada por el Estado. Para ello, se utilizará como única entrada la retribución percibida por cada distribuidora y, para escoger las salidas, se deberá procurar que estas reflejen de la mejor forma posible la calidad del desempeño de estas empresas. Se ha optado por tomar en consideración las salidas escogidas en estudios similares realizados en España (Arcos-Vargas et al., 2017; Arcos-Vargas & Burgos, 2017) en los que se realiza un análisis con un objetivo similar, aunque utilizando la metodología DEA. Por lo tanto, en primera instancia, se decidieron utilizar como salidas los indicadores de calidad TIEPI y NIEPI, los MWh anuales suministrados, el número de usuarios y el inmovilizado de las empresas correspondientes. Sin embargo, puesto que los indicadores TIEPI y NIEPI son equivalentes en función de la suma de la potencia instalada por cada distribuidora, éstos carecen de un significado físico. Es por ello que se decidió utilizar como salidas estos indicadores multiplicados por la suma de la potencia instalada para cada distribuidora. Para el cálculo de esa potencia, se realizó la suposición de que un cliente equivale a 1 kW de contribución a la demanda de potencia agregada. De esta forma, el producto entre TIEPI y suma de potencia instalada se podría describir como la cantidad de energía en kWh que se ha dejado de suministrar debido a interrupciones. Para el caso del producto entre NIEPI y suma de potencia instalada, el significado físico es algo menos intuitivo, aunque se podría razonar entendiendo, por ejemplo, que, si en una instalación de 200 kW de potencia se producen dos cortes de suministro en un año, ese producto y, por lo tanto, la salida en cuestión, valdrá 400 kW. El inmovilizado de las distribuidoras eléctricas se divide en inmovilizado de AT, inmovilizado de BT e inmovilizado de otras actividades, para el estudio se utilizará el inmovilizado total, es decir, la suma de los tres. Las dos primeras salidas serán no deseables y las tres últimas, deseables, esto se detallará más adelante. Además, se añadirá como variable contextual el tipo de territorio al que suministra cada empresa. Cada empresa distribuidora, como se ha mencionado con anterioridad, puede operar en territorio urbano (U), semiurbano (S), rural concentrado (RC) y rural disperso (RD). Con esto, se le pretende dar importancia a las dificultades o facilidades que pueda presentar el entorno en el que opere cada una de las empresas en cuestión. Más adelante se explicará cómo han sido traducidos estos porcentajes de cada tipo de territorio en variables contextuales. Cabe destacar que, puesto que no fue posible obtener los datos de usuarios y MWh anuales para el año 2021, se decidió utilizar variables “proxy” en ambos casos, prorrateando los datos conocidos de los años 2011-2015.

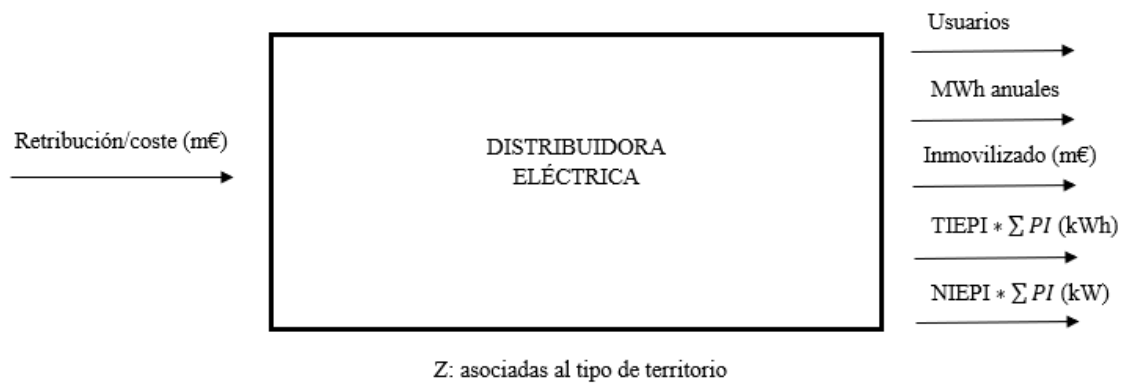


Figura 2. Representación de las entradas y salidas del problema.

5.2. Refinamiento de la muestra de datos

En primera instancia, tras eliminar las cinco principales empresas distribuidoras eléctricas españolas, pues estas distorsionaban claramente el problema y algunas otras empresas cuyos datos necesarios no pudieron ser recolectados, se recabaron los datos de 271 empresas distribuidoras españolas. No obstante, debido a la escasa fiabilidad de algunos de los datos que varias de estas empresas proporcionan al Estado, la lista inicial presentaba numerosos “outliers”, es decir, unidades productivas cuya eficiencia es irreal y, por lo tanto, distorsionan el problema. Se adjunta un ejemplo de este caso en la figura 3.

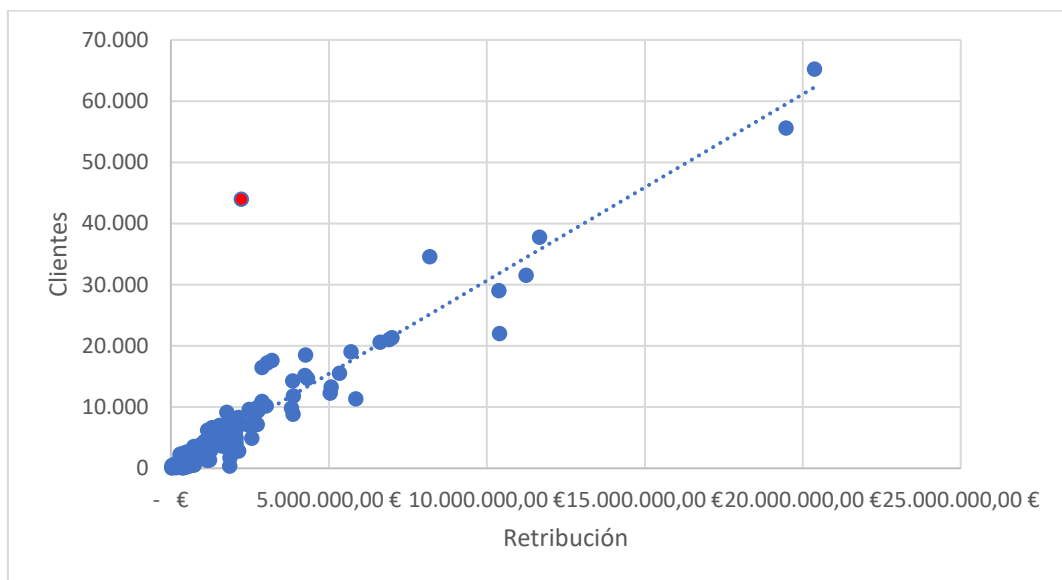


Figura 3. Gráfico de dispersión de la retribución frente a los clientes. La unidad productiva representada en rojo es, claramente, un “outlier”. Elaboración propia.

Tras la eliminación de numerosos “outliers”, que fueron localizados realizando gráficas de dispersión entre la entrada y cada una de las salidas, la lista se redujo a 241 unidades productivas. Sin embargo, como se explicará en el siguiente subapartado, fueron eliminadas todas aquellas

unidades productivas que operasen mayoritariamente en territorio semiurbano, por lo que la lista definitiva se redujo hasta las 140 unidades productivas.

5.3. Implementación de las variables contextuales

Como se ha comentado con anterioridad, se utilizarán los datos de porcentaje de territorio en los que opera cada distribuidora como variables contextuales. A pesar de haber recolectado los porcentajes para cada una de las distribuidoras, las variables contextuales deben ser números binarios y estar referidas a una situación específica. Es por ello que, en primer lugar, se decidió implementar las variables contextuales tomando como referencia una ocupación de territorio urbano mayoritaria, por lo que estas variables tomarían los siguientes posibles valores en función de cada situación:

- Territorio urbano (U) mayoritario: $Z1=Z2=Z3=0$.
- Territorio semiurbano (S) mayoritario: $Z1=1, Z2=Z3=0$.
- Territorio rural concentrado (RC) mayoritario: $Z1=0, Z2=1, Z3=0$.
- Territorio rural disperso (RD) mayoritario: $Z1=Z2=0, Z3=1$.

Por lo tanto, se obtendrían tres valores de w , uno asociado a cada variable contextual. Los valores de w estarían referidos al territorio urbano mayoritario, es decir, cada una definiría un ahorro o sobrecoste de cada tipo de territorio frente al urbano.

Sin embargo, tras resolver varias veces el problema con esta implementación de las variables contextuales y realizar un estudio ANOVA, estas variables eran no significativas. Esto era debido a que las unidades productivas con territorio semiurbano mayoritario, al tener características intermedias entre aquellas con urbano y rural concentrado mayoritario, no permitían reflejar bien la incidencia que el tipo de territorio producía sobre la retribución. Es por ello que se procedió a eliminar del estudio todas aquellas unidades productivas que operaran mayoritariamente en territorio semiurbano. Tras hacer esto, la lista se redujo a 140 unidades productivas. Al volver a resolver el problema, ya con solo $Z1$, asociada al territorio rural concentrado y $Z2$, asociada al territorio rural disperso, la w asociada al territorio rural disperso, tomaba un valor muy próximo a cero. Esto implicaría que, para una empresa distribuidora, operar en territorio rural disperso no supondría ningún sobre coste frente a operar en territorio urbano, lo cual no parecía razonable. Después de realizar un estudio de la muestra de datos, se pudo apreciar que, de las 140 unidades productivas, únicamente 6 de ellas operaban mayoritariamente en territorio rural disperso. Por lo tanto, se decidió agrupar los territorios rural concentrado y rural disperso en un solo grupo: el rural. Luego, finalmente, solo sería necesaria una variable contextual, que valdría 0 si la unidad productiva operaba principalmente en territorio urbano y 1 si lo hacía en territorio rural.

5.4. Análisis de la muestra de datos

Una vez obtenidas las entradas y salidas definitivas del problema y realizada la reducción pertinente de unidades productivas, se realizó un análisis de cada salida en función a la entrada, para así comprobar la relación de la retribución o coste con cada una de las salidas.

En primer lugar, en la figura 4, se muestra la representación de los usuarios en función de la retribución o coste en m€. Como se puede observar, las empresas con mayor retribución presentan, a su vez, un mayor número de usuarios. Esta salida es claramente deseable, al poder

observarse que el sistema retributivo premia a aquellas distribuidoras con mayor número de usuarios, seguramente, porque estas serán las que deban disponer de mayores infraestructuras.

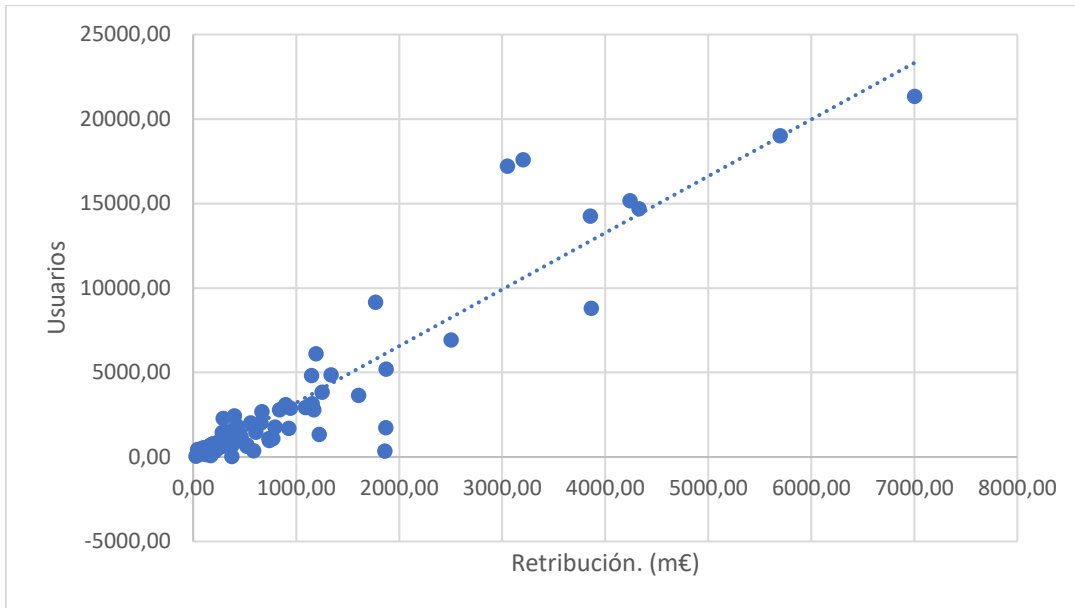


Figura 4. Gráfica de dispersión que representa el valor de los usuarios en función de la retribución.

En segundo lugar, se muestra la representación de los MWh anuales suministrados por cada distribuidora en función de la retribución que perciben. Al igual que en el caso de los usuarios, esta salida también es claramente deseable.

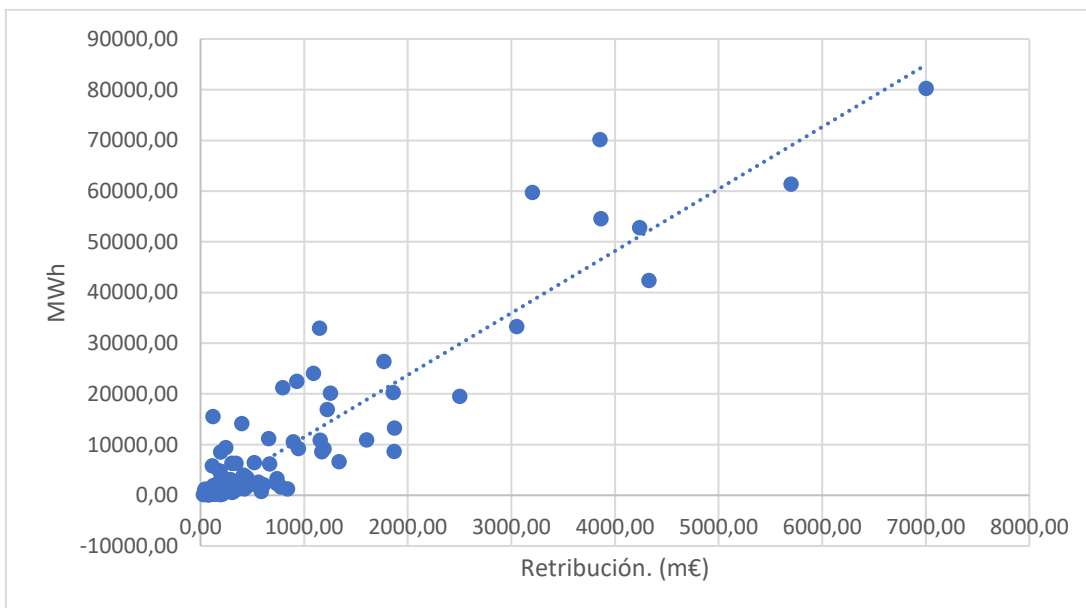


Figura 5. Gráfica de dispersión que representa el valor de los MWh suministrados en el año 2021 en función de la retribución.

A continuación, en la figura 6, se representan los inmovilizados totales de cada una de las distribuidoras, en m€, en función de la retribución percibida por las mismas, también en m€. Tal y como se puede observar, esta nube de puntos es la que más se aproxima a una recta, ya que, como se comentó en el tercer capítulo, la retribución guarda una amplia relación con el inmovilizado, ya que se otorga en función al coste de mantenimiento y renovación del mismo.

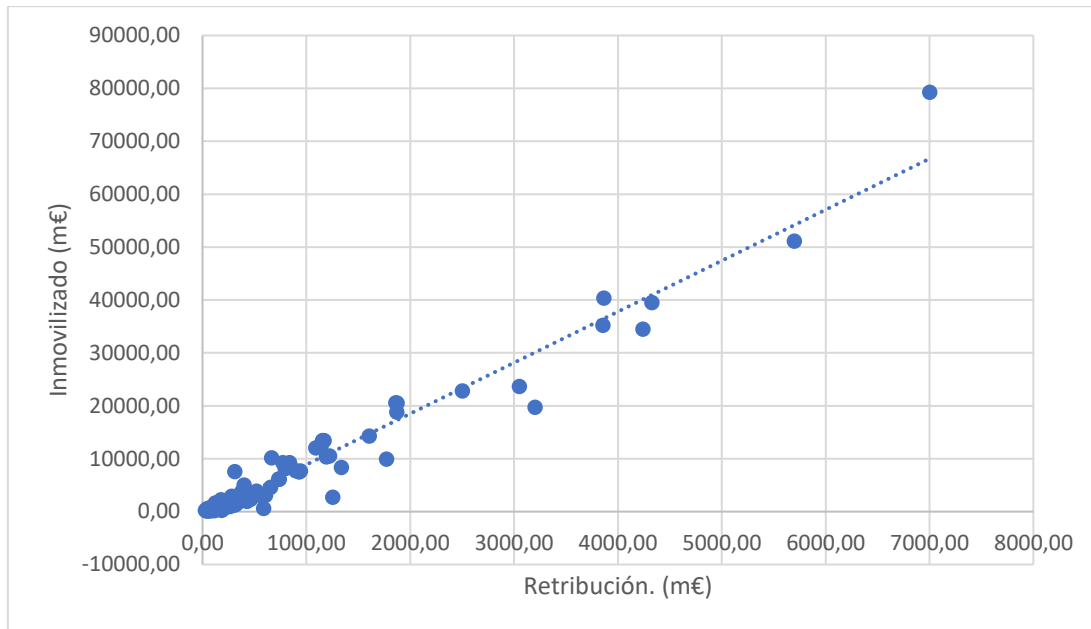


Figura 6. Gráfica de dispersión que representa el valor del inmovilizado total en función de la retribución.

En la figura 7, se muestra la representación de los kWh no abastecidos debido a interrupciones en el suministro ($TIEPI * \sum PI$) en función a la retribución. Antes de realizar la representación, se intuía que esta salida iba a decrecer al aumentar la retribución. Sin embargo, como se puede observar en la figura 7, ambas son directamente proporcionales. Idealmente, esto no debería ser así, ya que una empresa a la que se la dota de una mayor retribución, debería presentar menos kWh no abastecidos debido a interrupciones. No obstante, el efecto de $\sum PI$, hace que esto no sea así, ya que la potencia instalada aumentará en función a las infraestructuras de la distribuidora y, por tanto, a la retribución. Esto supuso un problema a la hora de modelar esta salida, ya que, como se ha comentado en el apartado anterior, en el método StoNEZD, las salidas no deseables restan a la entrada, lo cual no se cumpliría en este caso. No obstante, se ha preferido modelar esta salida, aun así, como no deseable y, en el próximo capítulo, se explicarán los resultados consecuencia de esta decisión.

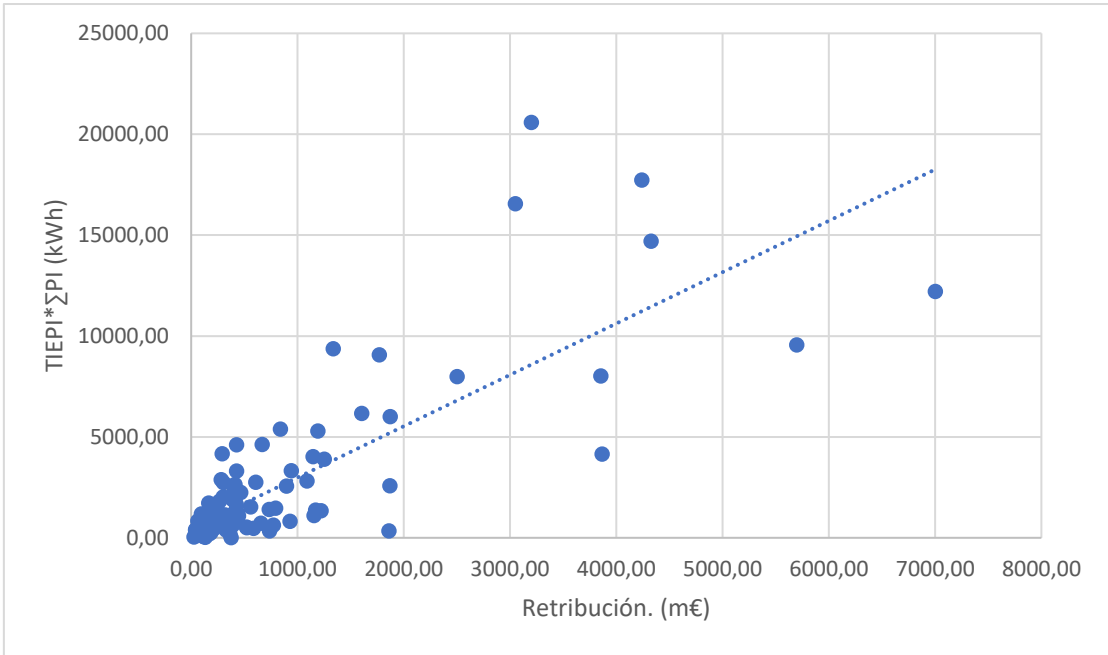


Figura 7. Gráfica de dispersión que representa el valor de los kWh no abastecidos debido a interrupciones en función de la retribución.

Finalmente, para el caso de la salida $NIEPI * \sum PI$ (kW), el razonamiento realizado es idéntico al anterior.

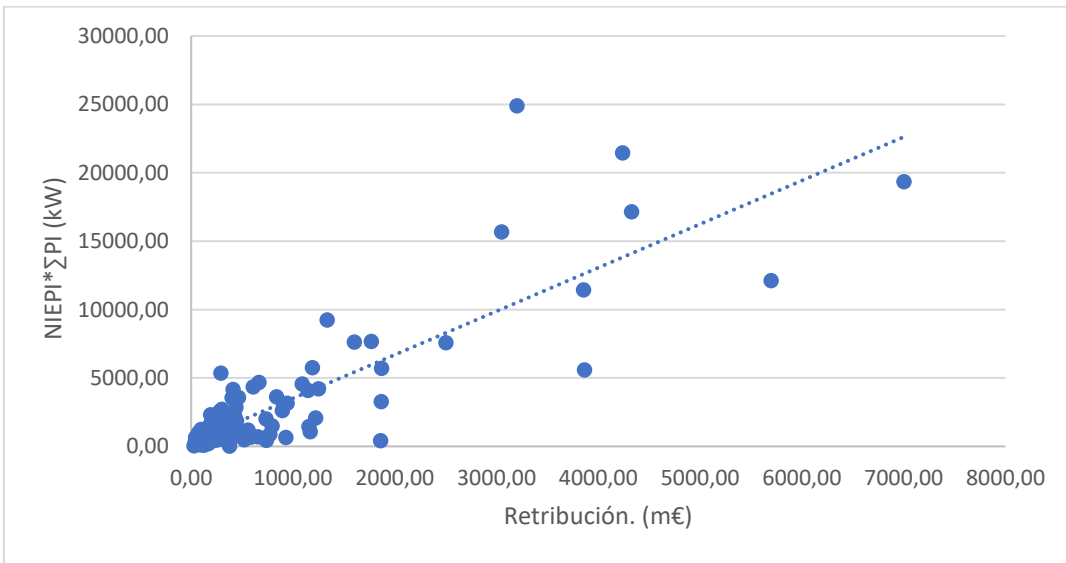


Figura 8. Gráfica de dispersión que representa el valor del $NIEPI * \sum PI$ en función de la retribución.

5.5. Modelo particularizado

Una vez conocidas las entradas, salidas y variables contextuales de nuestro problema, se obtiene el siguiente modelo resultante de particularizar la expresión 13.

$$\text{Min} \sum_{i=1}^n v_i^2$$

s. a:

$$\begin{aligned}
 \ln(RET_i) &= \ln g_i + wz_i && \forall i \\
 g_i &= \alpha_i + \beta_{USU_i}USU_i + \beta_{MWh_i}MWh_i + \beta_{INM_i}INM_i - \gamma_{ENS_i}ENS_i - \gamma_{PNS_i}PNS_i && \forall i, j \\
 g_i &\geq \alpha_j + \beta_{USU_i}USU_i + \beta_{MWh_i}MWh_i + \beta_{INM_i}INM_i - \gamma_{ENS_i}ENS_i - \gamma_{PNS_i}PNS_i && \forall i \\
 \beta_{USU_i} &\geq 0 && \forall i \\
 \beta_{MWh_i} &\geq 0 && \forall i \\
 \beta_{INM_i} &\geq 0 && \forall i \\
 \gamma_{ENS_i} &\geq 0 && \forall i \\
 \gamma_{PNS_i} &\geq 0 && \forall i \\
 \alpha_i &\text{ libre} && \forall i \\
 w &\text{ libre} && \forall i \\
 v_i &\text{ libre} && \forall i
 \end{aligned} \tag{19}$$

Donde RET, USU, MWh, INM, ENS, PNS hacen referencia a la entrada retribución y a las salidas usuarios, MWh anuales suministrados, inmovilizado, energía no suministrada debido a interrupciones y NIEPI multiplicado por la potencia instalada, respectivamente.

El modelo consta de 1121 variables y 19881 restricciones, 141 de ellas no lineales, lo que dificulta en gran medida el cálculo de un óptimo global.

6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se realizará una interpretación de los resultados, tratando de buscar una explicación a los valores de las variables obtenidas tras la resolución del modelo.

En primer lugar, finalmente se optó por utilizar el software LINGO, versión 20.0 (Schrage & LINDO Systems Inc., 2023) para la resolución del modelo. Se decidió descartar la opción de trabajar con la librería pyStoNED (Dai et al., 2021), debido a que esta finalizaba el cálculo al encontrar un óptimo local, lo que no pareció lo más conveniente. Lingo, sin embargo, permite operar con un tiempo de computación indefinido hasta hallar un óptimo global. En este caso, no se halló el óptimo global del problema, se decidió detener el programa al observar una convergencia en la función objetivo a las, aproximadamente, 16 horas de cálculo. El coeficiente de determinación de la regresión CNLS es $R^2 = 0.758$. Además, se puede observar que aquellas distribuidoras operantes en territorio de tipo rural presentan una retribución esperada de aproximadamente un 80% mayor a aquellas que realizan su actividad en territorios urbanos, ya que, tal y como se explicó en el anterior capítulo, se utilizó este último tipo como referencia. Este dato se obtiene del valor de w , ya que $e^w = 1.801$. Además, se realizó una regresión entre los valores de la variable contextual y los de la función $g(\mathbf{y}_i, \mathbf{b}_i)$, para así determinar si esta variable contextual explica o no los resultados del problema. Se obtuvo un $p_{valor} = 6.53 * 10^{-24}$, por lo que se concluyó que esta variable contextual resultaba explicativa.

También cabe destacar que, tras realizar el método de máxima verosimilitud, se obtuvo una ineficiencia media de 0.501. Este valor tan bajo se debe al alto valor del parámetro λ al realizar este método. Esto indica que, al realizar la regresión CNLS, gran parte del valor obtenido de los residuos es debido a la ineficiencia y poco al ruido, ya que el valor de λ obedece a la siguiente expresión:

$$\lambda = \sigma_\mu / \sigma_v$$

6.1. Diferencias según el tipo de territorio

A continuación, se realizará una interpretación de los costes marginales, así como de las eficiencias de cada unidad productiva, agrupadas según el tipo de territorio al que pertenezcan. Antes de analizar en detalle cada una de las variables obtenidas, es necesario mencionar que existen dos principales parámetros diferenciadores entre las zonas urbanas y rurales, que serán de vital importancia a la hora de comprender las diferencias entre estos parámetros:

- Densidad de población y, por tanto, de clientes a abastecer. En las zonas rurales los clientes se encuentran mucho más dispersos entre sí, lo que dificulta en gran medida la labor de distribución, a diferencia de las zonas urbanas, donde la población se encuentra mucho más concentrada o con mayor densidad de carga. Además, en los territorios de tipo rural, a las empresas distribuidoras se les permite instalar, únicamente, una toma de corriente, mientras que a las que operan en territorios de tipo urbano, se les exige un mínimo de dos.
- Coste de la infraestructura. La mayor parte de las redes de transporte rurales son aéreas, mientras que las urbanas son, por lo general, subterráneas. Las subterráneas presentan un coste unas 10 veces superior a las aéreas (Xcel Energy, s.f.).

6.1.1. Coste marginal de usuario

En la tabla 2 se muestra la comparativa entre los costes marginales medios de usuario, para distribuidoras que operan en territorio urbano y territorio rural.

	β_{USU} media [m€/usuario]
URBANO	0,246
RURAL	0,212
DIFERENCIA	15,89%

Tabla 2. Comparativa entre los costes marginales medios de usuario para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.

Como se puede observar en la tabla 2, abastecer a un usuario más, representa un coste un 15.89% mayor para las distribuidoras urbanas. La explicación a esta diferencia reside en los dos parámetros diferenciadores anteriormente mencionados. El efecto de la demanda eléctrica, que beneficia a las distribuidoras urbanas y perjudica a las rurales, se contrapone con el mayor coste de la infraestructura urbana, al ser esta mayormente subterránea. En este caso, el segundo efecto se impone al primero y, debido a ello, aumentar en uno el número de usuarios requiere un coste mayor en el caso de las distribuidoras urbanas y, por lo tanto, también requerirían de una retribución mayor.

En la figura 9 se muestra un gráfico de dispersión donde se representa el coste marginal de usuario frente al número de usuarios.

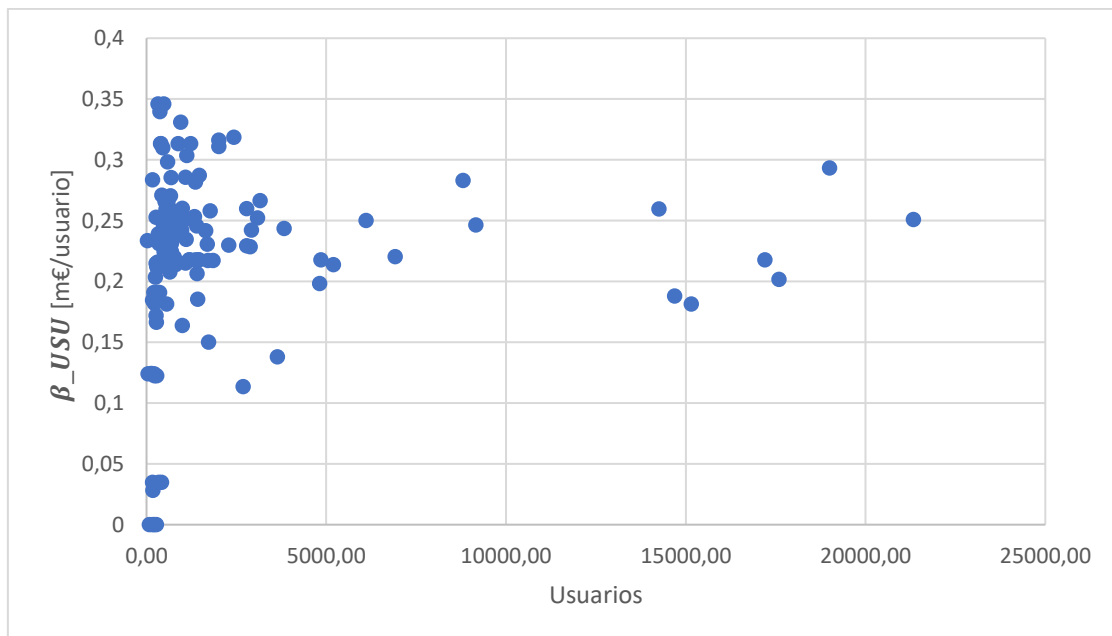


Figura 9. Gráfico de dispersión que representa el coste marginal de usuario frente al número de usuarios.

Como se puede observar, la práctica totalidad de las distribuidoras presentan un coste marginal de usuario de entre 100 € y 350 €, no observándose ningún patrón en función del tamaño. No obstante, existen siete unidades productivas, todas ellas con menos de 500 usuarios que presentan, a su vez, un coste marginal de usuario menor de los 50 €, muy alejado de la tendencia del resto.

Estas unidades productivas representan un “outlier” frente al resto, muy probablemente, el cálculo de sus costes marginales de usuario se haya visto distorsionado debido a su escaso tamaño.

6.1.2. Coste marginal de MWh suministrado

En la tabla 3 se muestra la comparativa entre los costes marginales medios de MWh suministrados, para distribuidoras que operan en territorio urbano y territorio rural.

	β_{MWh} media [m€/MWh]
URBANO	0,00116
RURAL	0,00101
DIFERENCIA	15,17%

Tabla 3. Comparativa entre los costes marginales medios de MWh para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.

En este caso, se produce un efecto similar al caso anterior, el cual tiene, también, una explicación análoga. No obstante, como se puede observar, la diferencia en este caso es menor entre ambos tipos de territorio. Esto se debe a que los usuarios de los territorios urbanos presentan un mayor poder adquisitivo y, por lo tanto, consumen más energía que los usuarios de territorios rurales. Es por ello que ambas diferencias no se corresponden con exactitud.

En la figura 10, se muestra un gráfico de dispersión donde se representa el coste marginal de MWh suministrado frente a los MWh suministrados.

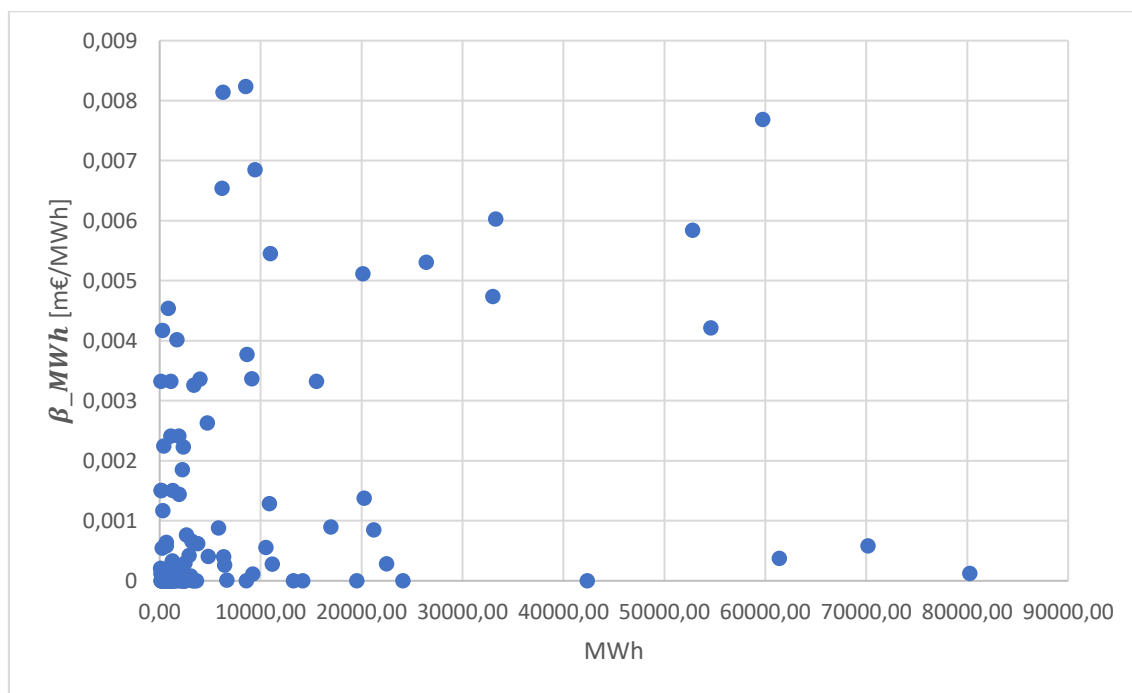


Figura 10. Gráfico de dispersión que representa el coste marginal de MWh suministrado frente a los MWh suministrados.

En este caso, no se puede observar ningún patrón. La cantidad anual de MWh suministrados es completamente indiferente del coste marginal de los mismos.

6.1.3. Coste marginal de inmovilizado

A continuación, en la tabla 4 se muestra la comparativa entre los costes marginales medios de inmovilizado, para distribuidoras que operan en territorio urbano y territorio rural.

	β_{INM} media [€/€ inmovilizado]
URBANO	0,0382
RURAL	0,0349
DIFERENCIA	9,50%

Tabla 4. Comparativa entre los costes marginales medios de inmovilizado para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.

En esta ocasión, aumentar en una unidad el inmovilizado total supone un coste un 9.5% mayor para las distribuidoras urbanas. Este fenómeno está claramente relacionado con los dos anteriormente explicados. Sin embargo, en este caso, o bien el efecto de densidad poblacional juega un papel más importante, o bien el efecto producido por el sobrecoste de las infraestructuras subterráneas es menor.

En la figura 11, se muestra un gráfico de dispersión donde se representa el coste marginal de inmovilizado frente al propio inmovilizado.

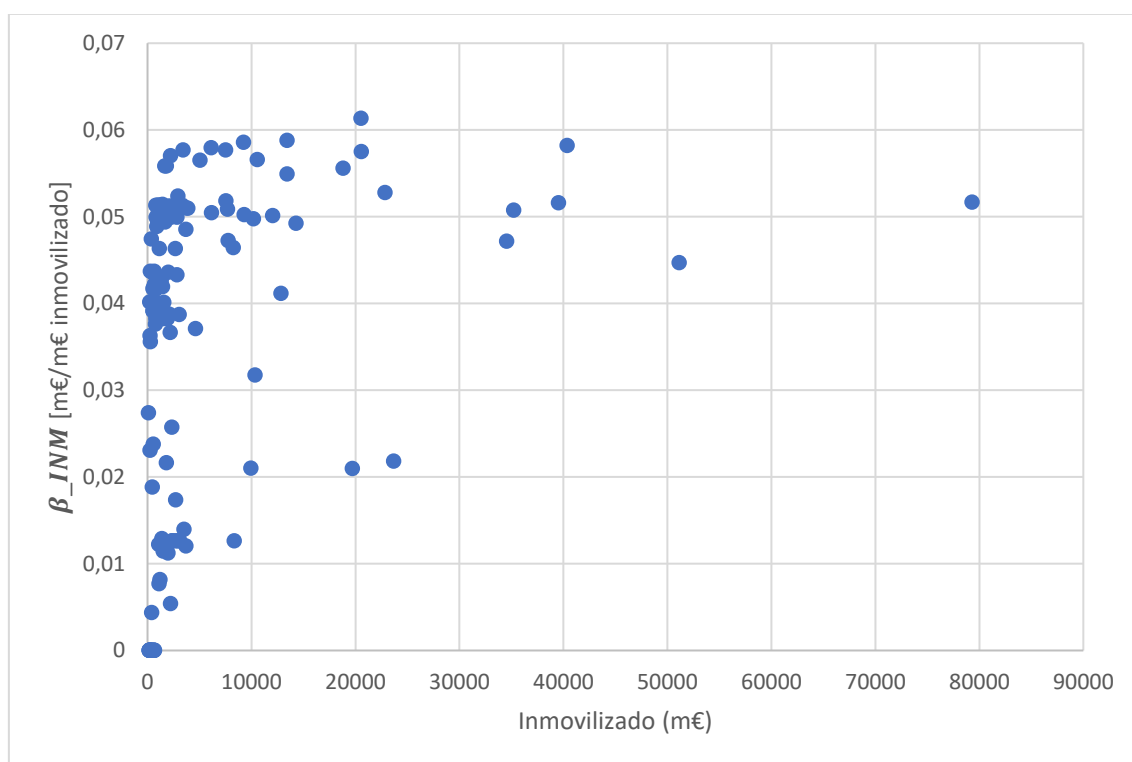


Figura 11. Gráfico de dispersión que representa el coste marginal de inmovilizado frente al inmovilizado.

En esta ocasión, se observa claramente como únicamente las distribuidoras con un inmovilizado de 30.000.000 € en adelante tienen un coste marginal de inmovilizado de 400€ o superior. Es decir, se observa una tendencia de que, a mayor inmovilizado, más coste supondrá el aumento del mismo.

6.1.4. Coste marginal de kWh no abastecido

En la tabla 5 se muestra la comparativa entre los costes marginales medios de kWh no abastecido, para distribuidoras que operan en territorio urbano y territorio rural.

	γ_{ENS} media [m€/kWh interrumpidos]
URBANO	0,0997
RURAL	0,0813
DIFERENCIA	22,72%

Tabla 5. Comparativa entre los costes marginales medios de kWh no abastecido para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.

En este caso, al tratarse de variables no deseables, el coste marginal va asociado a la reducción de una unidad y no al aumento. Se sigue cumpliendo la misma tendencia que para las tres salidas anteriores. En este caso, se podría concluir que la mejoría en la prevención de interrupciones es un 22.72% más costosa en los territorios de tipo urbano debido a que esta prevención, seguramente, implicaría el aumento de infraestructura, la cual, para territorios urbanos, al ser principalmente subterránea, es más costosa que para territorios rurales.

En la figura 12, se muestra un gráfico de dispersión donde se representa el coste marginal de kWh interrumpidos frente a los kWh interrumpidos.

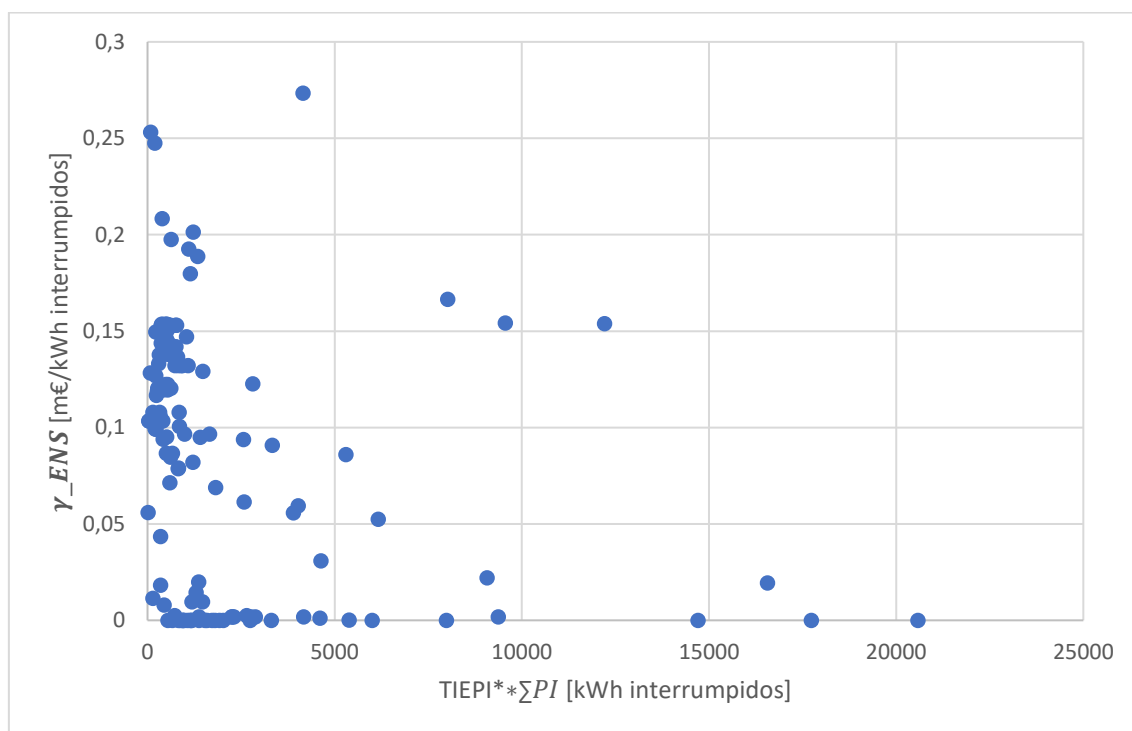


Figura 12. Gráfico de dispersión que representa el coste marginal de kWh interrumpidos frente a los kWh interrumpidos.

En este caso no se puede apreciar una tendencia clara. No obstante, se podría concluir que, según el modelo, las empresas con mayor número de kWh interrumpidos, presentan un coste marginal menor a la hora de reducir estos kWh, mientras que los valores más altos de este coste marginal, de alrededor de 250 € solo los presentan aquellas distribuidoras con menor número de kWh interrumpidos.

6.1.5. Coste marginal del producto entre NIEPI y potencia instalada

En la tabla 6 se muestra la comparativa entre los costes marginales medios de kW no abastecido, para distribuidoras que operan en territorio urbano y territorio rural.

	γ_{PNS} media [m€/kW interrumpidos]
URBANO	0,0442
RURAL	0,0371
DIFERENCIA	19,22%

Tabla 6. Comparativa entre los costes marginales medios de kW no abastecido para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.

Para esta salida, se sigue la misma tendencia. No obstante, es interesante detenerse a analizar la comparación entre la tabla 5 y la tabla 6. La salida cuyo coste marginal se analiza en la tabla 5 está relacionada con el TIEPI, que se refiere al tiempo de interrupción del suministro, mientras que la analizada en la tabla 6 está relacionada con el NIEPI, referido al número de interrupciones. Se podría concluir que, tomando como referencia el territorio rural, requiere de menos coste mejorar la prevención del número de interrupciones que la duración de las mismas en territorios de tipo urbano. Concretamente, un 3.51% menos.

En la figura 13, se muestra un gráfico de dispersión donde se representa el coste marginal del producto entre NIEPI y la potencia instalada frente a este mismo producto.

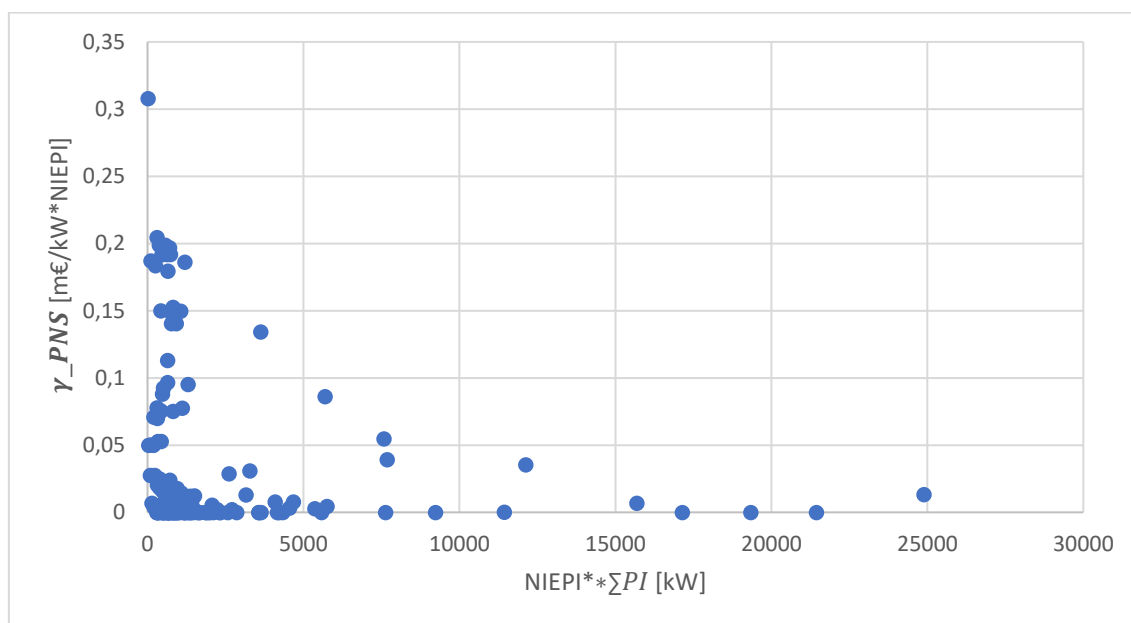


Figura 13. Gráfico de dispersión que representa el coste marginal de kW interrumpidos frente a los kW interrumpidos.

En esta ocasión se observa una tendencia similar a la del caso de los kWh interrumpidos, aunque más pronunciada. Aquellas distribuidoras con mayor producto entre NIEPI y potencia instalada son las que presentan un coste marginal de reducción de este mismo producto, menor. Esto puede deberse a que, por lo general, un mayor valor de esta salida implica un mayor número de kW instalados y, en consecuencia, un mayor tamaño de la distribuidora. Por lo que, se podría concluir que, a mayor tamaño de distribuidora, menor coste marginal asociado a esta salida.

6.1.6. Eficiencia

A continuación, en la tabla 7 se muestra la comparativa entre las eficiencias medias, para distribuidoras que operan en territorio urbano y territorio rural.

	Eficiencia media
URBANO	0,517
RURAL	0,552
DIFERENCIA	-6,26%

Tabla 7. Comparativa entre las eficiencias medias para distribuidoras operantes en territorio urbano y rural.

Tal y como se puede observar, las distribuidoras urbanas presentan una eficiencia media un 6.26% menor que las rurales. Esta diferencia es coherente con los costes marginales previamente analizados, ya que, en los territorios de tipo urbano, el aumento de variables deseables o disminución de variables no deseables requiere de un aumento mayor del coste. Esto significa que las distribuidoras rurales utilizan su retribución de una forma más eficiente que las urbanas.

6.2. Diferencias según el tamaño

En este subapartado se analizarán las diferencias en la eficiencia de las unidades productivas según el tamaño de las mismas. Se ha decidido utilizar el número de usuarios como indicador de tamaño. Concretamente se ha decidido diferenciar las distribuidoras en cuatro tramos de tamaño:

- Muy pequeñas: de 0 a 500 usuarios, constituyen el 37% del total de la muestra.
- Pequeñas: de 501 a 1000 usuarios, constituyen el 27% del total de la muestra.
- Medianas: de 1001 a 5000 usuarios, constituyen el 27% del total de la muestra.
- Grandes: de 5001 usuarios en adelante, constituyen el 9% del total de la muestra.

En la figura 14 se muestra la eficiencia media para cada uno de estos tamaños.

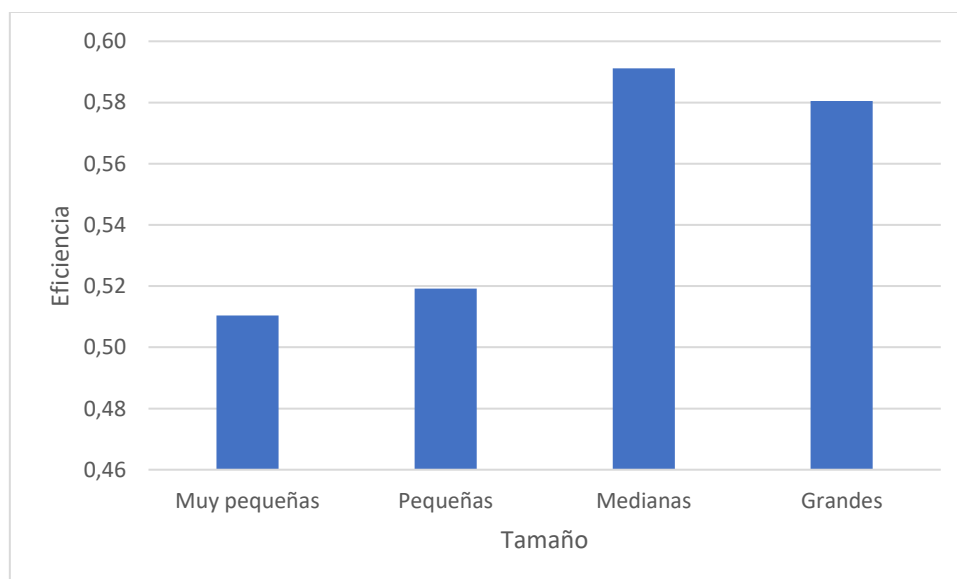


Figura 14. Gráfico que indica la eficiencia media para cada grupo de tamaño de unidades productivas.

Como se puede observar claramente en la figura 14, las unidades productivas de mayor tamaño presentan, a su vez, una mayor eficiencia. Por lo tanto, parecería recomendable que, o bien, las distribuidoras medianas y grandes absorban a las pequeñas y muy pequeñas o, por el contrario, sean estas últimas las que se absorban entre ellas. Esta opción parece algo más razonable, ya que, como se puede observar en la figura 14, las distribuidoras medianas son algo más eficientes que las grandes, lo que podría hacer indicar que, a partir de cierto tamaño, la eficiencia comienza a disminuir, siendo preferible mantener un tamaño mediano.

7 RESUMEN Y CONCLUSIONES

El trabajo tenía un objetivo principal, la aplicación del método semi-paramétrico al sistema de retribución de las empresas distribuidoras eléctricas españolas. El método escogido ha sido el StoNEZD, debido a su flexibilidad, al no imponer una forma específica para la función óptima de retribución y a su capacidad para distinguir entre ruido e ineficiencia, además de la posibilidad de introducir variables contextuales. Este método ha resultado ser adecuado para este tipo de estudio, ya que los resultados proporcionados por el mismo han sido coherentes. Para estudios futuros, se propone la comparación entre los resultados extraídos de la aplicación de este método y los otros, tales como el SFA o DEA.

En el proyecto se ha realizado, además, una contextualización del sistema eléctrico español, en el que se detallan aspectos clave como el significado de los indicadores TIEPI y NIEPI, los cuales son fundamentales para comprender las entradas y salidas del problema. También se describió la metodología utilizada, haciendo especial énfasis en el significado de cada una de las variables del mismo. Más adelante, se justificó la elección de las variables contextuales, entradas y salidas del modelo y se realizó un estudio de las mismas. Finalmente, se realizó una particularización del modelo para las entradas y salidas escogidas y se analizaron los resultados proporcionados tras la aplicación del estudio.

Como conclusión, en base al análisis de resultados, si el objetivo del Regulador fuera mejorar la calidad de servicio global de España, resultaría más eficiente aumentar la retribución a las distribuidoras eléctricas rurales, ya que estas, como se ha expuesto en el anterior capítulo, presentan unos menores costes marginales en aquellas salidas relacionadas con la calidad de servicio. Además, también se sugiere promover la unión de las distribuidoras de menor tamaño entre sí, para, de esa forma, disminuir las distribuidoras denominadas como “muy pequeñas” y “pequeñas” en el capítulo anterior y aumentar las “medianas” y “grandes”, que presentan una mayor eficiencia que las dos primeras.

REFERENCIAS

- Afriat, S. N. (1967). The Construction of Utility Functions from Expenditure Data. *International Economic Review*, 8(1), 67–77. <https://doi.org/10.2307/2525382>
- Afriat, S. N. (1972). Efficiency Estimation of Production Functions. *International Economic Review*, 13(3), 568–598. <https://doi.org/10.2307/2525845>
- AGRELL, P. E. R. J., Bogetoft, P., & Tind, J. (2005). DEA and Dynamic Yardstick Competition in Scandinavian Electricity Distribution. *Journal of Productivity Analysis*, 23(2), 173–201. <https://doi.org/10.1007/s11123-005-1327-6>
- Aigner, D., Lovell, C. A. K., & Schmidt, P. (1977). Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. *Journal of Econometrics*, 6(1), 21–37. [https://doi.org/10.1016/0304-4076\(77\)90052-5](https://doi.org/10.1016/0304-4076(77)90052-5)
- Andor, M., & Hesse, F. (2014). The StoNED age: the departure into a new era of efficiency analysis? A monte carlo comparison of StoNED and the “oldies” (SFA and DEA). *Journal of Productivity Analysis*, 41(1), 85–109. <https://doi.org/10.1007/s11123-013-0354-y>
- Arcos-Vargas, A. & Burgos, A. (2017). Análisis de la evolución temporal de la eficiencia en la distribución eléctrica en España (2011-2015). Una aplicación a la metodología DEA.
- Arcos-Vargas, A., Núñez-Hernández, F., & Villa-Caro, G. (2017). A DEA analysis of electricity distribution in Spain: An industrial policy recommendation. *Energy Policy*, 102, 583–592. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.004>
- Charnes, A., Cooper, W. W., & Rhodes, E. (1978). Measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of Operational Research*, 2(6), 429–444. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0377-2217\(78\)90138-8](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0377-2217(78)90138-8)
- Dai S, Fang YH, Lee CY, Kuosmanen T. (2021). pyStoNED: A Python Package for Convex Regression and Frontier Estimation. arXiv preprint arXiv:2109.12962.
- Energía y Sociedad. (s.f.). <https://www.energiaysociedad.es/>
- Fan, Y., Li, Q., & Weersink, A. (1996). Semiparametric Estimation of Stochastic Production Frontier Models. *Journal of Business & Economic Statistics*, 14(4), 460–468. <https://doi.org/10.1080/07350015.1996.10524675>
- Farrell, M. J. (1957). The Measurement of Productive Efficiency. *Royal Statistical Society. Journal. Series A: General*, 120(3), 253–281. <https://doi.org/10.2307/2343100>
- Johnson, A. L., & Kuosmanen, T. (2011). One-stage estimation of the effects of operational conditions and practices on productive performance: asymptotically normal and efficient, root-n consistent StoNEZD method. *Journal of Productivity Analysis*, 36(2), 219–230. <https://doi.org/10.1007/s11123-011-0231-5>
- Kuosmanen, T. (2008). Representation theorem for convex nonparametric least squares. *The Econometrics Journal*, 11(2), 308–325. <https://doi.org/10.1111/j.1368-423X.2008.00239.x>
- Kuosmanen, T. (2012). Stochastic semi-nonparametric frontier estimation of electricity distribution networks: Application of the StoNED method in the Finnish regulatory model. *Energy Economics*, 34(6), 2189–2199. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.03.005>

- Kuosmanen, T., Johnson, A., & Saastamoinen, A. (2015). Stochastic Nonparametric Approach to Efficiency Analysis: A Unified Framework. In J. Zhu (Ed.), *Data Envelopment Analysis: A Handbook of Models and Methods* (pp. 191–244). Springer US. https://doi.org/10.1007/978-1-4899-7553-9_7
- Kuosmanen, T., & Kortelainen, M. (2012). Stochastic non-smooth envelopment of data: semi-parametric frontier estimation subject to shape constraints. *Journal of Productivity Analysis*, 38(1), 11–28. <https://doi.org/10.1007/s11123-010-0201-3>
- Meeusen, W., & van Den Broeck, J. (1977a). Efficiency Estimation from Cobb-Douglas Production Functions with Composed Error. *International Economic Review*, 18(2), 435–444. <https://doi.org/10.2307/2525757>
- Meeusen, W., & van Den Broeck, J. (1977b). Efficiency Estimation from Cobb-Douglas Production Functions with Composed Error. *International Economic Review*, 18(2), 435–444. <https://doi.org/10.2307/2525757>
- Núñez, F., Arcos-Vargas, A., & Villa, G. (2020). Efficiency benchmarking and remuneration of Spanish electricity distribution companies. *Utilities Policy*, 67, 101127. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101127>
- Schrage, L., & LINDO Systems Inc. (2023). *LINGO (Version 20.0) [Software]*. LINDO Systems Inc.
- Xcel Energy. (s.f.). *Overhead vs. underground electric distribution systems*. Xcel Energy. https://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel/Corporate/Corporate%20PDFs/OverheadVsUnderground_FactSheet.pdf

ANEXOS

Datos iniciales

Se adjunta la tabla con los datos de las 271 distribuidoras iniciales.

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	U	S	RC	RD
R1-014	5074,876	12017,119	10847,294	13247,254	96471,235	59370,075	0,885	0,000	0,115	0,000
R1-015	10402,279	20711,588	18918,150	21986,270	221403,704	109088,249	0,637	0,363	0,000	0,000
R1-016	5044,698	10339,602	10629,116	12281,460	111424,983	47413,849	0,851	0,149	0,000	0,000
R1-017	7003,280	12215,227	19342,786	21330,746	80257,143	79296,574	0,625	0,224	0,141	0,010
R1-018	19475,720	46204,077	47149,287	55600,574	235782,309	183323,370	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-019	6623,755	19195,947	23825,195	20574,434	15269,965	98724,044	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-020	3878,731	11721,137	15789,130	11798,497	48692,829	35029,876	0,000	0,983	0,017	0,000
R1-021	20371,580	76284,371	92258,448	65200,317	266934,071	91628,102	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-022	5699,631	9557,623	12126,968	19001,465	61390,771	51144,426	0,922	0,068	0,010	0,000
R1-023	2061,593	6930,717	8579,524	4091,332	112166,942	27241,116	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-024	191,970	1468,400	2310,490	778,992	447,986	602,445	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-025	5338,953	19939,794	17251,776	15490,702	51045,339	30983,168	0,000	0,835	0,165	0,000
R1-027	8191,055	71792,545	133699,356	34565,501	191678,395	57118,392	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-028	6912,278	23350,426	27386,554	21003,697	84738,409	71251,700	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-029	1861,759	351,216	429,851	352,626	20281,656	20570,331	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-030	11245,387	122205,132	131748,471	31496,168	210640,781	71893,613	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-031	303,486	2748,998	2709,137	1423,614	6295,489	1198,429	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-033	3855,200	8024,638	11445,443	14253,353	70176,296	35225,949	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-034	3202,901	20585,522	24896,165	17594,463	59736,047	19720,166	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-035	11673,584	7628,169	14999,740	37747,519	86880,428	25171,645	0,795	0,195	0,009	0,000
R1-036	5853,692	15844,223	25909,511	11319,839	51213,951	49350,398	0,000	0,510	0,479	0,011
R1-037	2251,398	6987,444	9504,078	7210,984	27737,105	25107,749	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-038	2759,622	13834,570	16277,076	9353,593	59247,625	29932,952	0,000	0,650	0,350	0,000
R1-039	2737,846	4688,964	6441,981	7126,085	39434,153	25073,264	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-040	3017,650	8705,515	15985,565	10181,888	55435,105	30258,009	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-041	2890,949	14085,643	25864,865	16474,436	40730,934	27060,855	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-042	3866,507	4152,525	5585,738	8802,281	54596,125	40358,678	0,603	0,397	0,000	0,000
R1-043	4259,375	6630,828	6520,006	18470,272	731873,581	38244,234	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-044	4327,709	14710,183	17149,634	14695,487	42383,390	39545,314	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-045	1268,813	2034,978	1857,390	2911,270	24446,624	9497,848	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-046	1873,058	6006,676	5699,842	5200,586	13264,901	20535,928	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-047	3051,519	16563,826	15686,614	17200,235	33307,382	23676,888	1,000	0,000	0,000	0,000

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	U	S	RC	RD
R1-048	1904,550	1278,120	2975,295	6984,260	6317,517	11242,251	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-049	10383,071	6898,698	12805,825	29020,673	68476,080	95753,232	0,787	0,158	0,055	0,000
R1-050	2883,776	9355,700	9595,310	10891,385	33152,238	24239,163	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-051	1090,730	2814,285	4556,044	2922,415	24088,977	12036,337	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-052	2068,750	5816,050	4931,536	4941,419	30625,194	17571,584	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-053	2741,856	11488,375	10656,458	9903,771	189067,992	28804,504	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-054	3820,228	6001,013	11927,217	9788,900	36049,099	30326,730	0,000	0,684	0,316	0,000
R1-055	1772,122	9073,960	7682,024	9158,668	26403,086	9937,799	0,985	0,015	0,000	0,000
R1-056	2570,694	11852,484	8545,624	9331,363	57685,590	22289,428	0,000	0,951	0,049	0,000
R1-057	2598,704	32670,043	20958,980	8892,227	18800,182	20819,572	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-059	2146,488	2552,617	2499,085	2817,458	22537,098	33079,017	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-060	2042,883	3675,460	5371,372	5909,100	4431,611	12037,663	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-061	1534,200	4445,883	4257,439	6979,408	18630,156	9300,665	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-062	2228,168	51691,748	43830,386	43918,223	142938,769	18551,073	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-063	819,772	2311,253	3349,388	3507,212	18589,292	1985,141	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-067	312,545	1046,047	1332,539	698,762	1556,145	7544,269	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-069	408,466	1822,176	2342,655	999,000	3400,896	3721,383	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-070	363,742	617,925	865,210	576,422	2532,468	3347,295	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-071	848,452	1759,590	2417,431	2674,149	9968,043	7111,547	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-072	1157,058	1102,817	1444,090	3159,934	10892,730	13432,741	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-073	55,990	156,093	286,627	182,565	344,510	355,033	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-074	292,692	596,273	819,196	906,190	3081,082	1928,451	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-075	163,395	267,677	367,751	406,804	1276,168	1496,344	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-076	2003,673	4630,869	8362,950	5136,873	15113,784	21650,797	0,000	0,872	0,128	0,000
R1-077	1156,650	986,199	1244,642	1285,787	6169,979	10901,954	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-079	1777,530	2829,272	5195,271	3309,090	36768,370	15707,305	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-080	451,959	689,993	1267,005	807,010	2563,000	3801,842	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-081	748,659	1717,904	3154,514	2009,245	1816,436	7825,906	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-082	544,207	1061,760	1458,710	1613,617	5074,168	3729,641	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-083	1253,545	3902,355	4216,074	3825,838	20127,931	2709,064	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-084	766,224	1677,061	1983,880	1606,381	3829,617	8030,439	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-086	839,737	5389,319	3638,418	2788,060	1273,008	9284,676	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-087	737,845	1257,880	1930,821	2588,231	10654,916	5881,797	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-088	447,200	1779,726	3092,639	1945,056	4286,899	2086,550	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-089	735,222	1409,157	2003,797	1083,134	2368,936	6172,244	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-092	830,882	3075,448	3545,074	2408,338	10824,769	8566,112	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-094	611,492	2006,263	4137,151	2043,037	4728,643	3739,839	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-095	809,610	2294,292	2128,154	1977,838	2837,141	5034,307	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-096	424,878	1658,736	2113,033	1108,040	1255,348	2693,937	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-097	617,341	2530,806	2347,540	2181,729	4187,383	4835,209	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-098	1632,920	20096,828	12892,821	5470,013	15738,832	16029,052	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-100	1259,584	834,833	1493,911	3379,889	3239,490	9102,928	0,000	1,000	0,000	0,000

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	U	S	RC	RD
R1-101	1654,382	938,619	2184,982	5129,065	9546,124	22428,541	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-102	541,862	2392,578	2830,301	2291,742	6747,808	4656,335	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-103	657,725	724,122	712,019	2017,052	11178,797	4622,197	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-104	1515,875	4295,496	5654,393	5758,037	25796485,645	11195,304	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-105	732,390	3028,679	3106,247	3525,819	6980,361	5867,151	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-106	1658,256	6627,363	6147,450	5713,244	15737,338	12631,615	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-107	1149,318	4026,007	4099,607	4814,596	33000,830	12840,794	0,993	0,000	0,007	0,000
R1-108	1338,464	9374,196	9238,268	4854,581	6668,291	8350,665	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-109	383,999	1928,550	1301,996	997,698	2072,226	2179,771	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-110	335,469	943,390	734,981	1233,189	2468,709	1922,477	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-111	127,465	523,268	744,078	402,204	656,881	516,960	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-112	791,894	2342,460	2783,815	1559,560	1543,451	10563,128	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-113	364,612	1925,774	3971,173	1961,073	6394,221	2410,068	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-115	2485,291	7180,809	9452,485	9625,749	105461,302	19776,794	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-116	438,226	1213,972	1119,961	1362,483	3207,712	2821,189	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-117	357,902	767,360	1112,031	1164,431	2225,552	1324,033	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-118	48,843	229,501	326,346	176,403	273,472	247,305	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-119	775,036	636,987	898,260	1079,639	1658,235	9240,257	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-120	219,650	397,217	413,527	959,460	9690,964	470,618	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-121	1605,194	6168,680	7636,200	3641,488	10962,732	14296,785	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-122	667,612	4632,704	4678,386	2687,183	6183,222	10179,182	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-123	265,477	1801,527	1202,575	778,870	1076,317	1507,535	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-124	319,269	128,923	300,117	704,499	766,667	2443,709	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-126	214,626	457,974	623,041	351,207	239,234	1301,227	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-127	914,834	3930,987	4650,162	3765,313	8892,767	8148,591	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-128	170,758	543,254	931,691	697,373	234,987	973,833	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-129	270,040	1140,932	798,652	667,212	2925,773	1711,273	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-130	204,762	1170,123	819,086	684,282	2251,586	1460,877	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-132	600,535	1760,879	1805,977	2049,917	7396,833	4425,108	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-133	2140,117	7568,119	10970,320	8304,080	17949,171	27415,002	0,000	0,544	0,456	0,000
R1-134	727,003	1250,739	2682,631	1190,231	11424,721	4994,254	0,000	0,920	0,080	0,000
R1-135	244,235	1301,393	1163,821	652,000	9440,237	1832,760	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-136	211,568	1185,448	1882,697	625,897	806,058	671,274	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-138	93,831	405,603	551,795	311,046	351,554	713,209	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-139	246,015	1373,288	1353,375	711,180	1373,741	1529,372	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-140	724,106	1853,923	1901,405	2158,234	5500,004	5497,373	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-141	321,318	736,168	1191,782	764,453	2350,576	1999,969	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-142	1291,008	3660,986	3754,749	4261,917	6587,910	10415,791	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-143	1224,570	1343,123	2078,426	1332,885	16956,030	10547,784	0,000	0,000	0,885	0,115
R1-145	1309,017	4359,944	6318,281	6616,001	29334,330	10513,714	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-146	1644,281	4470,340	5112,479	5882,362	12674,689	11762,864	0,000	0,979	0,000	0,021
R1-147	244,078	954,579	765,516	512,993	1188,248	1344,780	0,000	0,000	0,525	0,475

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	U	S	RC	RD
R1-148	822,880	1546,693	1784,161	2101,485	4479,341	7024,281	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-149	137,922	370,988	454,050	372,478	181,266	1109,764	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-150	505,268	1661,430	2428,038	2671,109	7253,109	2588,581	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-151	1283,620	4136,873	5995,013	6277,500	22972,779	10891,854	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-152	449,233	1456,707	2128,853	2341,972	1886,016	2207,123	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-154	185,547	477,924	819,649	613,510	4837,738	669,645	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-155	354,102	940,967	1375,143	1512,809	2952,220	2712,763	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-156	60,343	169,105	165,559	186,651	221,655	325,319	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-157	732,111	1946,465	2844,592	3129,364	2745,775	5992,152	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-158	195,618	557,116	955,465	715,168	107,758	908,254	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-159	931,053	1598,537	2316,545	2425,702	27355,457	7085,907	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-160	213,258	334,576	544,505	820,038	2028,272	1019,232	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-161	388,327	1074,304	1570,004	1727,177	16179,976	2214,007	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-162	59,769	351,915	309,474	263,607	267,781	251,653	0,000	0,000	0,000	1,000
R1-163	91,556	197,547	227,877	268,407	632,790	530,334	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-164	239,939	109,468	180,957	744,677	484977,269	1146,553	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-165	515,352	1527,022	1566,130	1777,674	380,544	3079,093	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-166	486,346	3619,263	3183,559	1122,948	3266,311	4270,372	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-167	426,773	3312,539	2236,349	1713,678	2660,344	3705,489	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-168	466,654	2251,313	3575,476	1188,655	2000,858	2390,872	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-169	121,457	540,144	437,593	334,041	224,743	691,874	0,000	0,000	0,000	1,000
R1-170	115,730	545,296	381,707	318,886	592,562	200,155	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-171	371,094	584,283	717,617	1084,014	1352,706	2007,844	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-172	229,220	297,045	340,782	607,454	887,388	1147,799	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-173	98,307	488,588	342,012	285,724	394,703	694,226	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-174	4240,505	17735,964	21449,905	15158,943	52814,538	34529,575	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-175	2564,451	3619,314	4174,997	4917,546	29852,236	23495,013	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-177	509,131	4308,493	2440,425	1020,245	1188,461	2835,443	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-178	182,750	420,862	668,402	222,208	1116,200	1826,245	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-180	1869,919	2580,408	3287,133	1723,720	8648,905	18817,694	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-181	189,819	828,061	579,642	484,246	925,082	361,335	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-183	83,552	349,799	497,408	268,869	383,052	646,607	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-184	53,855	62,198	111,301	251,812	292,747	93,450	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-185	71,092	315,598	386,259	316,865	1235,366	248,925	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-186	372,801	319,287	438,656	485,239	1625,279	2365,422	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-187	185,621	263,803	322,867	264,862	4715,853	270,915	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-188	89,473	145,533	109,892	371,258	128,727	400,155	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-190	494,033	1941,522	1991,246	2260,211	4959,725	3193,447	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-191	1285,139	15062,750	9663,283	4099,823	8469,227	11982,767	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-192	224,505	179,266	176,270	499,347	4048,476	1477,877	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-193	138,221	986,305	658,389	426,418	457,008	1063,039	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-194	872,201	2648,250	4166,954	1404,907	2395,862	5836,736	0,000	0,000	1,000	0,000

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	U	S	RC	RD
R1-195	196,431	1066,881	1678,711	565,985	8547,576	1099,413	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-196	1192,831	5299,853	5755,715	6112,542	9143,668	10359,438	0,960	0,000	0,040	0,000
R1-199	2503,154	7990,782	7582,595	6918,426	19529,783	22834,619	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-200	401,821	2267,777	3568,290	1203,065	2572,448	2698,375	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-201	723,102	11695,806	7503,270	3183,398	2989,243	7790,660	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-203	500,851	2699,108	2503,656	2326,818	5064,100	3273,474	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-206	96,272	528,942	647,369	531,066	663,893	293,031	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-207	147,573	603,050	651,530	591,225	717,518	477,071	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-208	227,684	1377,630	919,611	595,603	1067,612	1516,272	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-210	944,511	3333,453	3163,173	2886,107	9243,013	7709,408	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-211	588,715	2123,177	3898,700	2483,248	7220,814	6405,452	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-215	147,374	669,682	468,777	391,627	644,590	1012,536	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-217	156,157	819,962	1044,534	547,737	457,527	621,576	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-218	794,639	1476,501	1506,707	1776,777	21224,153	8268,043	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-220	292,131	4176,879	5369,946	2289,955	3080,563	2223,047	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-221	401,465	2224,154	2631,064	2130,416	3644,177	2420,938	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-222	427,374	4610,435	3642,355	1854,559	3788,282	1963,483	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-224	94,744	513,953	534,714	211,852	700,997	838,021	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-225	103,478	516,304	631,902	518,377	1076,013	372,704	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-226	195,582	808,299	1293,133	726,887	754,276	882,230	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-227	1331,903	3471,819	3168,842	4966,837	12337,757	8631,344	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-228	136,823	507,603	690,558	389,266	787,124	585,187	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-229	69,003	326,203	518,067	172,230	138,230	515,426	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-231	523,692	504,527	488,292	624,414	2181,961	3434,521	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-232	1170,438	1372,971	1071,587	2790,592	8611,663	13430,543	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-233	633,043	2075,073	1924,809	1788,856	4683,731	5351,663	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-234	328,743	392,914	514,504	1125,829	1932,525	2083,460	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-237	559,968	1539,953	1199,754	2013,010	2575,333	3055,881	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-238	130,013	428,167	882,930	436,015	2552,851	563,567	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-239	363,501	198,443	309,534	949,489	2344,885	2937,854	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-240	285,721	825,380	1173,676	634,420	962,377	1645,241	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-241	333,617	866,775	1506,199	947,295	2316,329	1821,495	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-242	286,103	296,402	407,215	450,459	1780,430	2295,017	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-243	175,498	449,682	253,003	454,225	2507,975	1241,749	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-244	234,616	256,921	315,022	335,845	123,014	2624,726	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-245	124,169	537,705	846,065	285,255	1920,649	1652,977	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-246	242,985	863,821	1021,857	827,414	1644,712	2448,063	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-247	260,563	1182,802	1097,151	1019,657	1437,597	724,115	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-249	588,040	475,814	676,599	365,729	765,508	612,178	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-250	489,222	1664,274	1968,753	1594,132	2285,275	3179,469	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-251	250,472	874,576	471,671	881,629	2193,174	1522,961	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-252	65,606	272,205	387,071	209,228	393,162	229,412	0,000	0,000	1,000	0,000

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	U	S	RC	RD
R1-253	631,083	4140,393	6514,803	2196,495	2998,940	4913,499	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-254	930,383	830,945	648,542	1688,912	22499,238	7517,086	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-255	282,617	869,517	891,786	1012,243	1532,768	1075,033	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-256	1818,309	2945,199	7382,222	7689,815	14128,550	9051,875	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-257	1263,303	3710,116	3805,137	4319,111	19462,548	9608,681	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-259	118,236	222,818	205,562	250,076	1261,039	776,305	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-261	282,381	2885,048	2580,065	1445,415	1494,873	2924,624	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-262	828,067	5572,041	8712,244	2852,458	3922,535	5639,906	0,000	0,000	0,856	0,144
R1-264	1181,082	3392,095	3478,971	3948,889	10909,324	11365,959	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-265	120,217	150,000	147,493	417,828	15533,608	801,672	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-266	186,696	577,185	820,748	443,648	486,901	917,502	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-267	47,115	330,891	381,164	142,013	3,738	452,538	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-268	1512,766	4180,941	4468,322	4635,189	19902,500	7964,703	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-270	429,958	534,173	733,878	811,812	3287,120	4135,000	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-271	79,459	238,895	320,042	227,303	403,621	194,459	0,000	0,000	0,000	1,000
R1-272	734,929	2126,195	1204,324	503,480	5221,051	5322,655	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-275	203,055	582,982	714,820	762,068	730,919	1211,873	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-276	62,862	222,423	302,591	170,570	298,069	285,444	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-277	739,569	339,761	444,901	973,526	3280,618	6128,330	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-278	1164,030	3945,699	3778,456	6194,189	70604,787	7715,341	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-282	370,738	622,630	1143,310	728,223	2993,489	2044,545	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-283	399,809	1227,241	1373,341	2435,001	14167,864	2351,597	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-284	210,295	535,892	494,392	601,450	3643,203	1463,523	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-285	707,245	2898,380	2837,598	3199,095	2153,448	5985,877	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-286	174,908	895,450	1408,968	475,040	661,643	1358,340	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-287	180,664	932,055	1466,566	494,459	485,832	2277,129	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-288	98,332	579,231	919,920	305,824	316,109	331,727	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-290	401,383	859,210	826,164	1652,328	2092,380	5044,869	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-291	73,477	624,483	982,609	331,291	133,272	226,128	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-293	134,024	35,809	113,329	131,167	1289,229	1586,830	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-295	379,334	564,864	776,045	858,456	3533,773	3564,637	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-296	44,807	203,809	220,193	199,812	131,358	1706,716	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-298	142,690	932,285	622,329	403,063	1107,783	797,026	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-301	413,566	2649,285	4168,584	1405,456	4002,477	3518,996	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-302	389,121	613,570	513,364	770,816	2220,830	2208,511	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-304	897,752	2567,739	2620,268	3089,939	10536,438	7764,627	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-306	446,982	1088,654	1867,062	1397,501	3464,972	2827,854	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-307	114,453	753,695	1185,920	399,838	341,366	807,732	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-309	520,952	542,079	954,990	705,831	6430,913	3875,444	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-313	193,097	269,227	366,194	277,840	1519,650	274,034	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-317	361,295	1414,464	2352,961	1919,218	4431,332	2221,212	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-319	342,268	763,601	1309,591	980,233	6349,698	2376,881	0,000	0,000	1,000	0,000

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	U	S	RC	RD
R1-320	302,604	635,101	1089,210	815,277	597,713	2098,244	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-323	608,974	2760,198	4343,101	1464,296	2090,228	3099,755	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-325	789,142	1793,243	2439,107	1850,612	7911,266	3689,033	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-326	73,384	414,866	197,524	215,403	146,216	723,747	0,000	0,000	0,000	1,000
R1-327	220,715	1591,825	1656,127	656,152	1947,978	1076,042	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-329	442,131	2312,909	2863,146	1365,354	1671,118	2354,560	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-330	115,224	74,778	236,661	273,914	5839,931	797,637	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-336	28,470	41,272	42,116	49,665	168,046	230,740	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-340	43,752	377,802	658,237	448,696	1216,082	568,473	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-341	84,806	668,059	695,046	275,375	542,796	563,232	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-342	1055,143	15865,633	10178,361	4318,354	7799,748	8581,141	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-343	164,641	1724,523	1362,415	693,694	1083,444	637,757	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-344	300,088	2024,545	1599,440	814,379	879,882	1400,787	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-345	213,669	994,535	980,114	515,036	1077,591	1147,195	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-346	320,148	1145,636	1964,788	1470,650	679,763	1317,538	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-347	96,237	1183,805	1231,625	487,966	1109,586	430,272	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-348	41,058	417,892	330,145	168,098	873,720	108,776	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-349	63,846	844,267	666,992	339,609	1101,357	684,228	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-351	171,502	205,637	213,944	84,764	1705,436	1046,911	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-352	135,145	370,914	393,563	328,243	552,389	1182,765	0,000	0,000	0,000	1,000
R1-353	265,530	831,969	1449,524	988,087	2293,705	999,010	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-354	52,273	302,444	320,911	267,649	326,214	150,288	0,000	0,000	0,000	1,000
R1-355	214,124	197,181	288,164	317,012	3534,394	3052,324	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-357	168,165	782,099	770,759	405,023	387,198	1230,222	0,000	0,000	1,000	0,000
R1-358	75,413	380,410	509,626	361,950	190,030	196,268	0,000	0,000	0,000	1,000
R1-359	105,491	105,690	321,542	279,602	2312,375	985,290	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-360	430,804	1523,070	1828,287	1004,002	2323,663	3791,420	0,000	1,000	0,000	0,000
R1-363	376,407	20,857	21,283	25,098	1356,945	3697,279	1,000	0,000	0,000	0,000
R1-364	466,149	93,342	71,919	139,109	63566,184	4997,543	1,000	0,000	0,000	0,000

Datos introducidos en el modelo

Se adjunta la table con los datos finalmente introducidos en el modelo, tras las reducciones y modificaciones explicadas en el capítulo 4.

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	Z
R1-017	7003,280	12215,227	19342,786	21330,746	80257,143	79296,574	0
R1-022	5699,631	9557,623	12126,968	19001,465	61390,771	51144,426	0
R1-024	191,970	1468,400	2310,490	778,992	447,986	602,445	1
R1-029	1861,759	351,216	429,851	352,626	20281,656	20570,331	1
R1-031	303,486	2748,998	2709,137	1423,614	6295,489	1198,429	1
R1-033	3855,200	8024,638	11445,443	14253,353	70176,296	35225,949	0
R1-034	3202,901	20585,522	24896,165	17594,463	59736,047	19720,166	0
R1-042	3866,507	4152,525	5585,738	8802,281	54596,125	40358,678	0
R1-044	4327,709	14710,183	17149,634	14695,487	42383,390	39545,314	0
R1-046	1873,058	6006,676	5699,842	5200,586	13264,901	20535,928	0
R1-047	3051,519	16563,826	15686,614	17200,235	33307,382	23676,888	0
R1-051	1090,730	2814,285	4556,044	2922,415	24088,977	12036,337	1
R1-055	1772,122	9073,960	7682,024	9158,668	26403,086	9937,799	0
R1-067	312,545	1046,047	1332,539	698,762	1556,145	7544,269	1
R1-069	408,466	1822,176	2342,655	999,000	3400,896	3721,383	1
R1-070	363,742	617,925	865,210	576,422	2532,468	3347,295	1
R1-072	1157,058	1102,817	1444,090	3159,934	10892,730	13432,741	0
R1-083	1253,545	3902,355	4216,074	3825,838	20127,931	2709,064	1
R1-086	839,737	5389,319	3638,418	2788,060	1273,008	9284,676	1
R1-089	735,222	1409,157	2003,797	1083,134	2368,936	6172,244	1
R1-096	424,878	1658,736	2113,033	1108,040	1255,348	2693,937	1
R1-103	657,725	724,122	712,019	2017,052	11178,797	4622,197	0
R1-107	1149,318	4026,007	4099,607	4814,596	33000,830	12840,794	0
R1-108	1338,464	9374,196	9238,268	4854,581	6668,291	8350,665	1
R1-109	383,999	1928,550	1301,996	997,698	2072,226	2179,771	1
R1-110	335,469	943,390	734,981	1233,189	2468,709	1922,477	0
R1-111	127,465	523,268	744,078	402,204	656,881	516,960	1
R1-116	438,226	1213,972	1119,961	1362,483	3207,712	2821,189	1
R1-118	48,843	229,501	326,346	176,403	273,472	247,305	1
R1-119	775,036	636,987	898,260	1079,639	1658,235	9240,257	0
R1-121	1605,194	6168,680	7636,200	3641,488	10962,732	14296,785	1
R1-122	667,612	4632,704	4678,386	2687,183	6183,222	10179,182	1
R1-123	265,477	1801,527	1202,575	778,870	1076,317	1507,535	1
R1-126	214,626	457,974	623,041	351,207	239,234	1301,227	1
R1-128	170,758	543,254	931,691	697,373	234,987	973,833	1
R1-129	270,040	1140,932	798,652	667,212	2925,773	1711,273	1

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	Z
R1-130	204,762	1170,123	819,086	684,282	2251,586	1460,877	1
R1-135	244,235	1301,393	1163,821	652,000	9440,237	1832,760	1
R1-136	211,568	1185,448	1882,697	625,897	806,058	671,274	1
R1-138	93,831	405,603	551,795	311,046	351,554	713,209	1
R1-139	246,015	1373,288	1353,375	711,180	1373,741	1529,372	1
R1-141	321,318	736,168	1191,782	764,453	2350,576	1999,969	1
R1-143	1224,570	1343,123	2078,426	1332,885	16956,030	10547,784	1
R1-147	244,078	954,579	765,516	512,993	1188,248	1344,780	1
R1-149	137,922	370,988	454,050	372,478	181,266	1109,764	1
R1-154	185,547	477,924	819,649	613,510	4837,738	669,645	1
R1-158	195,618	557,116	955,465	715,168	107,758	908,254	1
R1-162	59,769	351,915	309,474	263,607	267,781	251,653	1
R1-167	426,773	3312,539	2236,349	1713,678	2660,344	3705,489	1
R1-168	466,654	2251,313	3575,476	1188,655	2000,858	2390,872	1
R1-169	121,457	540,144	437,593	334,041	224,743	691,874	1
R1-170	115,730	545,296	381,707	318,886	592,562	200,155	1
R1-171	371,094	584,283	717,617	1084,014	1352,706	2007,844	0
R1-173	98,307	488,588	342,012	285,724	394,703	694,226	1
R1-174	4240,505	17735,964	21449,905	15158,943	52814,538	34529,575	0
R1-178	182,750	420,862	668,402	222,208	1116,200	1826,245	1
R1-180	1869,919	2580,408	3287,133	1723,720	8648,905	18817,694	1
R1-181	189,819	828,061	579,642	484,246	925,082	361,335	1
R1-183	83,552	349,799	497,408	268,869	383,052	646,607	1
R1-185	71,092	315,598	386,259	316,865	1235,366	248,925	1
R1-187	185,621	263,803	322,867	264,862	4715,853	270,915	1
R1-188	89,473	145,533	109,892	371,258	128,727	400,155	0
R1-193	138,221	986,305	658,389	426,418	457,008	1063,039	1
R1-195	196,431	1066,881	1678,711	565,985	8547,576	1099,413	1
R1-196	1192,831	5299,853	5755,715	6112,542	9143,668	10359,438	1
R1-199	2503,154	7990,782	7582,595	6918,426	19529,783	22834,619	0
R1-200	401,821	2267,777	3568,290	1203,065	2572,448	2698,375	0
R1-206	96,272	528,942	647,369	531,066	663,893	293,031	1
R1-207	147,573	603,050	651,530	591,225	717,518	477,071	1
R1-208	227,684	1377,630	919,611	595,603	1067,612	1516,272	1
R1-210	944,511	3333,453	3163,173	2886,107	9243,013	7709,408	1
R1-215	147,374	669,682	468,777	391,627	644,590	1012,536	0
R1-217	156,157	819,962	1044,534	547,737	457,527	621,576	1
R1-218	794,639	1476,501	1506,707	1776,777	21224,153	8268,043	1
R1-220	292,131	4176,879	5369,946	2289,955	3080,563	2223,047	0
R1-222	427,374	4610,435	3642,355	1854,559	3788,282	1963,483	1
R1-224	94,744	513,953	534,714	211,852	700,997	838,021	1
R1-225	103,478	516,304	631,902	518,377	1076,013	372,704	1

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	Z
R1-226	195,582	808,299	1293,133	726,887	754,276	882,230	1
R1-228	136,823	507,603	690,558	389,266	787,124	585,187	1
R1-229	69,003	326,203	518,067	172,230	138,230	515,426	1
R1-231	523,692	504,527	488,292	624,414	2181,961	3434,521	1
R1-232	1170,438	1372,971	1071,587	2790,592	8611,663	13430,543	0
R1-234	328,743	392,914	514,504	1125,829	1932,525	2083,460	0
R1-237	559,968	1539,953	1199,754	2013,010	2575,333	3055,881	0
R1-239	363,501	198,443	309,534	949,489	2344,885	2937,854	0
R1-240	285,721	825,380	1173,676	634,420	962,377	1645,241	0
R1-243	175,498	449,682	253,003	454,225	2507,975	1241,749	1
R1-245	124,169	537,705	846,065	285,255	1920,649	1652,977	0
R1-249	588,040	475,814	676,599	365,729	765,508	612,178	1
R1-251	250,472	874,576	471,671	881,629	2193,174	1522,961	1
R1-252	65,606	272,205	387,071	209,228	393,162	229,412	0
R1-254	930,383	830,945	648,542	1688,912	22499,238	7517,086	1
R1-259	118,236	222,818	205,562	250,076	1261,039	776,305	0
R1-261	282,381	2885,048	2580,065	1445,415	1494,873	2924,624	1
R1-265	120,217	150,000	147,493	417,828	15533,608	801,672	1
R1-266	186,696	577,185	820,748	443,648	486,901	917,502	0
R1-271	79,459	238,895	320,042	227,303	403,621	194,459	1
R1-276	62,862	222,423	302,591	170,570	298,069	285,444	1
R1-277	739,569	339,761	444,901	973,526	3280,618	6128,330	1
R1-283	399,809	1227,241	1373,341	2435,001	14167,864	2351,597	0
R1-284	210,295	535,892	494,392	601,450	3643,203	1463,523	0
R1-286	174,908	895,450	1408,968	475,040	661,643	1358,340	1
R1-287	180,664	932,055	1466,566	494,459	485,832	2277,129	1
R1-288	98,332	579,231	919,920	305,824	316,109	331,727	1
R1-290	401,383	859,210	826,164	1652,328	2092,380	5044,869	1
R1-291	73,477	624,483	982,609	331,291	133,272	226,128	0
R1-293	134,024	35,809	113,329	131,167	1289,229	1586,830	1
R1-298	142,690	932,285	622,329	403,063	1107,783	797,026	1
R1-301	413,566	2649,285	4168,584	1405,456	4002,477	3518,996	1
R1-302	389,121	613,570	513,364	770,816	2220,830	2208,511	1
R1-304	897,752	2567,739	2620,268	3089,939	10536,438	7764,627	1
R1-306	446,982	1088,654	1867,062	1397,501	3464,972	2827,854	0
R1-307	114,453	753,695	1185,920	399,838	341,366	807,732	1
R1-309	520,952	542,079	954,990	705,831	6430,913	3875,444	1
R1-313	118,875	84,305	97,378	167,604	571,641	274,034	0
R1-319	342,268	763,601	1309,591	980,233	6349,698	2376,881	1
R1-320	302,604	635,101	1089,210	815,277	597,713	2098,244	1
R1-323	608,974	2760,198	4343,101	1464,296	2090,228	3099,755	1
R1-326	73,384	414,866	197,524	215,403	146,216	723,747	1

REF	RET. (m€)	TIEPI*ΣPI (kWh)	NIEPI*ΣPI (kW)	USUARIOS	MWh	IN. (m€)	Z
R1-327	220,715	1591,825	1656,127	656,152	1947,978	1076,042	1
R1-329	442,131	2312,909	2863,146	1365,354	1671,118	2354,560	1
R1-330	115,224	74,778	236,661	273,914	5839,931	797,637	1
R1-336	28,470	41,272	42,116	49,665	168,046	230,740	0
R1-340	43,752	377,802	658,237	448,696	1216,082	568,473	0
R1-341	84,806	668,059	695,046	275,375	542,796	563,232	1
R1-343	164,641	1724,523	1362,415	693,694	1083,444	637,757	1
R1-344	300,088	2024,545	1599,440	814,379	879,882	1400,787	1
R1-345	213,669	994,535	980,114	515,036	1077,591	1147,195	1
R1-346	320,148	1145,636	1964,788	1470,650	679,763	1317,538	1
R1-347	96,237	1183,805	1231,625	487,966	1109,586	430,272	1
R1-348	41,058	417,892	330,145	168,098	873,720	108,776	1
R1-349	63,846	844,267	666,992	339,609	1101,357	684,228	1
R1-351	171,502	205,637	213,944	84,764	1705,436	1046,911	1
R1-352	135,145	370,914	393,563	328,243	552,389	1182,765	1
R1-353	265,530	831,969	1449,524	988,087	2293,705	999,010	1
R1-354	52,273	302,444	320,911	267,649	326,214	150,288	1
R1-357	168,165	782,099	770,759	405,023	387,198	1230,222	1
R1-358	75,413	380,410	509,626	361,950	190,030	196,268	1
R1-363	376,407	20,857	21,283	25,098	1356,945	3697,279	1

Código Lingo

Se adjunta el código realizado en el programa Lingo, utilizado para resolver el modelo detallado en el capítulo 3.

SETS:

```
!conjuntos primitivos;
SALDES/1..3/;;
SALNODES/1..2/;;
CONTEX/1/:W;
DMU/1..140/:V, ALPHA, G, X, LOGX;
```

```
!conjuntos derivados;
```

```
ITERACION (DMU) ;;
DMU_CONTEX (DMU, CONTEX) : Z;
DMU_SALDES (DMU, SALDES) : Y, BETA;
DMU_SALNODES (DMU, SALNODES) : B, GAMMA;
DMU_ITERACION (DMU, ITERACION) ;;
```

ENDSETS

DATA:

```
!Importamos los datos desde una hoja excel;
```

```
X, Y, B, Z = @OLE ('Datos_2021_10.xlsx');
```

@OLE

```
('Datos_2021_10.xlsx', 'V', 'W', 'ALPHA', 'BETA', 'GAMMA')=V, W, ALPHA, BETA, GAMMA;
```

ENDDATA

```
!Funcion objetivo;
```

```
MIN= @SUM(DMU (I) : V (I) * V (I) );
```

```
!Restricciones;
```

```
@FOR (DMU (I) :
    LOGX (I) = @LOG (X (I) );
```

```
@FOR (DMU (I) :
    LOGX (I) = @LOG (G (I) ) + @SUM (CONTEX (L) : W (L) * Z (I, L) ) + V (I) );
```

```
@FOR (DMU (I) :
    G (I) = ALPHA (I) + @SUM (SALDES (K) : BETA (I, K) * Y (I, K) ) -
    @SUM (SALNODES (H) : GAMMA (I, H) * B (I, H) );
```

```
!FRONTERA CONVEXA;
```

```
@FOR (DMU (I) :
    @FOR (DMU (J) :
```



```

        ALPHA (I) + @SUM (SALDES (K) : BETA (I, K) * Y (I, K)) -
@SUM (SALNODES (H) : GAMMA (I, H) * B (I, H)) >= ALPHA (J) +
@SUM (SALDES (K) : BETA (J, K) * Y (I, K)) -
@SUM (SALNODES (H) : GAMMA (J, H) * B (I, H)) );

@FOR (DMU (I) : @FREE (ALPHA (I)) );

@FOR (DMU (I) : @FREE (V (I)) );
@FOR (CONTEX (L) : @FREE (W (L)) );

```

Resultados

A continuación, se muestran los resultados de las variables del modelo:

REF	v_i	α_i	β_{USU_i}	β_{MWh_i}	β_{INM_i}	γ_{ENSi}	γ_{PNSi}	w
R1-017	-0,079	1,859	0,251	0,000	0,052	0,154	0,000	0,589
R1-022	-0,047	0,174	0,293	0,000	0,045	0,154	0,035	
R1-024	0,045	-71,629	0,241	0,000	0,000	0,010	0,000	
R1-029	-0,165	4,003	0,214	0,001	0,058	0,018	0,150	
R1-031	-0,376	-74,102	0,185	0,008	0,008	0,000	0,002	
R1-033	-0,085	2,750	0,260	0,001	0,051	0,166	0,000	
R1-034	-0,216	-114,018	0,202	0,008	0,021	0,000	0,013	
R1-042	0,000	-66,687	0,283	0,004	0,058	0,273	0,000	
R1-044	0,011	-519,886	0,188	0,000	0,052	0,000	0,000	
R1-046	0,097	-181,930	0,214	0,000	0,061	0,000	0,086	
R1-047	-0,254	-95,421	0,218	0,006	0,022	0,019	0,007	
R1-051	-0,443	-8,849	0,242	0,000	0,050	0,123	0,003	
R1-055	-0,144	-57,111	0,246	0,005	0,021	0,022	0,039	
R1-067	-0,851	17,031	0,237	0,000	0,052	0,147	0,010	
R1-069	0,101	-33,839	0,164	0,003	0,051	0,069	0,000	
R1-070	-0,122	17,808	0,231	0,000	0,051	0,153	0,000	
R1-072	-0,160	-8,919	0,266	0,001	0,055	0,193	0,010	
R1-083	-0,155	-50,985	0,243	0,005	0,017	0,056	0,000	
R1-086	-0,364	-31,309	0,260	0,000	0,050	0,000	0,134	
R1-089	0,058	-25,332	0,215	0,000	0,050	0,095	0,000	
R1-096	0,182	-27,672	0,234	0,000	0,046	0,097	0,000	
R1-103	-0,017	-0,709	0,316	0,000	0,037	0,003	0,197	
R1-107	-0,142	-43,317	0,198	0,005	0,041	0,059	0,008	
R1-108	-0,361	-78,942	0,218	0,000	0,013	0,002	0,000	
R1-109	0,241	-47,802	0,260	0,000	0,037	0,000	0,095	
R1-110	0,059	-2,543	0,313	0,000	0,038	0,000	0,192	
R1-111	0,193	31,690	0,216	0,000	0,039	0,154	0,000	
R1-116	-0,269	-2,812	0,282	0,001	0,043	0,082	0,078	
R1-118	-0,505	55,869	0,028	0,004	0,023	0,099	0,000	
R1-119	0,128	-4,466	0,251	0,000	0,059	0,197	0,000	
R1-121	-0,012	-40,165	0,138	0,005	0,049	0,052	0,000	
R1-122	-0,524	-47,153	0,113	0,007	0,050	0,031	0,008	
R1-123	0,323	-78,769	0,220	0,000	0,011	0,000	0,002	
R1-126	0,220	17,808	0,231	0,000	0,051	0,153	0,000	
R1-128	-0,430	17,808	0,231	0,000	0,051	0,153	0,000	
R1-129	0,200	-25,906	0,270	0,000	0,049	0,000	0,147	
R1-130	0,015	-23,885	0,285	0,002	0,042	0,000	0,152	

REF	v_i	α_i	β_{USU_i}	β_{MWh_i}	β_{INM_i}	γ_{ENSi}	γ_{PNSi}	w
R1-135	-0,005	-70,472	0,208	0,007	0,022	0,014	0,012	0,589
R1-136	0,550	-71,629	0,241	0,000	0,000	0,010	0,000	
R1-138	-0,213	31,690	0,216	0,000	0,039	0,154	0,000	
R1-139	0,388	-78,928	0,218	0,000	0,013	0,002	0,000	
R1-141	-0,044	-3,968	0,246	0,000	0,050	0,132	0,000	
R1-143	-0,008	-0,057	0,253	0,001	0,057	0,189	0,005	
R1-147	0,693	-29,128	0,266	0,000	0,051	0,000	0,140	
R1-149	-0,306	17,808	0,231	0,000	0,051	0,153	0,000	
R1-154	-0,159	22,706	0,227	0,000	0,043	0,151	0,000	
R1-158	-0,284	9,024	0,258	0,000	0,049	0,138	0,018	
R1-162	-0,344	58,574	0,253	0,001	0,000	0,043	0,204	
R1-167	-0,346	-79,383	0,217	0,001	0,012	0,000	0,002	
R1-168	0,230	-78,942	0,218	0,000	0,013	0,002	0,000	
R1-169	0,288	39,694	0,212	0,000	0,042	0,122	0,053	
R1-170	0,219	17,128	0,346	0,000	0,000	0,000	0,199	
R1-171	0,216	8,024	0,286	0,000	0,044	0,152	0,024	
R1-173	0,053	39,694	0,212	0,000	0,042	0,122	0,053	
R1-174	0,012	-496,543	0,181	0,006	0,047	0,000	0,000	
R1-178	-0,007	20,539	0,122	0,002	0,056	0,120	0,000	
R1-180	-0,020	-18,577	0,150	0,004	0,056	0,061	0,031	
R1-181	0,417	17,128	0,346	0,000	0,000	0,000	0,199	
R1-183	-0,279	35,743	0,185	0,000	0,044	0,150	0,000	
R1-185	-0,441	38,178	0,211	0,000	0,036	0,138	0,025	
R1-187	0,420	41,156	0,172	0,003	0,000	0,119	0,000	
R1-188	-0,324	18,145	0,339	0,000	0,004	0,011	0,187	
R1-193	0,506	-4,737	0,271	0,000	0,051	0,000	0,180	
R1-195	0,013	-73,856	0,181	0,008	0,008	0,000	0,000	
R1-196	-0,729	-32,620	0,250	0,003	0,032	0,086	0,005	
R1-199	0,191	-247,408	0,220	0,000	0,053	0,000	0,055	
R1-200	0,635	-78,942	0,218	0,000	0,013	0,002	0,000	
R1-206	-0,359	31,136	0,215	0,001	0,036	0,151	0,000	
R1-207	-0,118	23,577	0,298	0,000	0,019	0,071	0,113	
R1-208	0,499	-29,128	0,266	0,000	0,051	0,000	0,140	
R1-210	-0,266	-25,188	0,228	0,000	0,051	0,091	0,013	
R1-215	0,760	-2,543	0,313	0,000	0,038	0,000	0,192	
R1-217	0,403	-19,529	0,259	0,000	0,000	0,079	0,000	
R1-218	-0,388	-1,030	0,258	0,001	0,046	0,129	0,012	
R1-220	-0,409	-76,410	0,230	0,000	0,005	0,002	0,003	
R1-222	-0,367	-79,000	0,217	0,001	0,011	0,001	0,000	
R1-224	0,245	48,200	0,000	0,000	0,050	0,095	0,000	
R1-225	-0,317	21,160	0,242	0,000	0,047	0,146	0,016	

REF	v_i	α_i	β_{USU_i}	β_{MWh_i}	β_{INM_i}	γ_{ENS_i}	γ_{PNS_i}	w
R1-226	-0,029	4,149	0,249	0,000	0,042	0,137	0,000	0,589
R1-228	0,225	31,690	0,216	0,000	0,039	0,154	0,000	
R1-229	-0,114	53,650	0,035	0,003	0,042	0,108	0,007	
R1-231	0,063	14,762	0,235	0,000	0,058	0,087	0,088	
R1-232	-0,059	0,603	0,229	0,000	0,059	0,020	0,150	
R1-234	-0,058	7,583	0,304	0,000	0,039	0,208	0,000	
R1-237	0,084	-5,925	0,311	0,000	0,039	0,000	0,186	
R1-239	-0,017	-30,278	0,331	0,002	0,052	0,248	0,078	
R1-240	0,827	-3,968	0,246	0,000	0,050	0,132	0,000	
R1-243	-0,353	-0,648	0,310	0,000	0,039	0,008	0,184	
R1-245	0,343	20,539	0,122	0,002	0,056	0,120	0,000	
R1-249	1,669	31,690	0,216	0,000	0,039	0,154	0,000	
R1-251	-0,551	-2,543	0,313	0,000	0,038	0,000	0,192	
R1-252	0,354	38,879	0,191	0,000	0,000	0,120	0,000	
R1-254	-0,327	15,144	0,231	0,000	0,058	0,079	0,096	
R1-259	0,301	50,251	0,204	0,000	0,038	0,127	0,071	
R1-261	-0,534	-78,942	0,218	0,000	0,013	0,002	0,000	
R1-265	-0,712	53,650	0,035	0,003	0,042	0,108	0,007	
R1-266	0,860	17,808	0,231	0,000	0,051	0,153	0,000	
R1-271	-0,193	45,640	0,182	0,002	0,000	0,117	0,020	
R1-276	-0,286	35,743	0,185	0,000	0,044	0,150	0,000	
R1-277	-0,259	13,061	0,239	0,000	0,058	0,106	0,075	
R1-283	-0,383	14,241	0,319	0,000	0,026	0,201	0,012	
R1-284	0,307	14,386	0,250	0,000	0,051	0,144	0,016	
R1-286	0,445	-3,968	0,246	0,000	0,050	0,132	0,000	
R1-287	-0,074	-3,968	0,246	0,000	0,050	0,132	0,000	
R1-288	0,685	38,879	0,191	0,000	0,000	0,120	0,000	
R1-290	-0,902	13,306	0,242	0,000	0,057	0,101	0,075	
R1-291	1,004	38,879	0,191	0,000	0,000	0,120	0,000	
R1-293	-0,511	51,520	0,124	0,002	0,040	0,103	0,050	
R1-298	0,822	-2,543	0,313	0,000	0,038	0,000	0,192	
R1-301	-0,150	-79,059	0,206	0,003	0,014	0,003	0,000	
R1-302	-0,040	15,954	0,237	0,000	0,057	0,085	0,093	
R1-304	3,372	-18,102	0,252	0,001	0,047	0,094	0,029	
R1-306	0,284	-3,968	0,246	0,000	0,050	0,132	0,000	
R1-307	0,563	17,808	0,231	0,000	0,051	0,153	0,000	
R1-309	-0,026	8,624	0,255	0,000	0,051	0,153	0,009	
R1-313	0,373	58,350	0,283	0,000	0,000	0,253	0,027	
R1-319	-0,293	6,591	0,242	0,000	0,051	0,142	0,003	
R1-320	-0,257	11,959	0,250	0,000	0,051	0,143	0,014	
R1-323	0,210	-78,942	0,218	0,000	0,013	0,002	0,000	

REF	v_i	α_i	β_{USU_i}	β_{MWh_i}	β_{INM_i}	γ_{ENS_i}	γ_{PNS_i}	w
R1-326	-0,295	51,523	0,124	0,002	0,040	0,103	0,050	0,589
R1-327	0,489	-79,795	0,212	0,001	0,012	0,000	0,000	
R1-329	0,007	-78,930	0,218	0,000	0,013	0,002	0,000	
R1-330	-0,547	42,769	0,166	0,001	0,042	0,128	0,027	
R1-336	-0,759	51,523	0,124	0,002	0,040	0,103	0,050	
R1-340	-0,752	31,690	0,216	0,000	0,039	0,154	0,000	
R1-341	1,181	58,908	0,000	0,000	0,024	0,087	0,000	
R1-343	0,114	-74,164	0,224	0,000	0,000	0,000	0,000	
R1-344	0,390	-79,339	0,214	0,000	0,013	0,000	0,000	
R1-345	0,861	-27,672	0,234	0,000	0,046	0,097	0,000	
R1-346	-0,424	-1,141	0,287	0,001	0,043	0,180	0,000	
R1-347	0,412	-74,164	0,224	0,000	0,000	0,000	0,000	
R1-348	-0,105	57,610	0,000	0,005	0,027	0,094	0,000	
R1-349	2,839	53,650	0,035	0,003	0,042	0,108	0,007	
R1-351	0,111	54,454	0,000	0,004	0,043	0,099	0,004	
R1-352	-0,262	19,929	0,239	0,000	0,050	0,144	0,018	
R1-353	-0,192	-1,566	0,251	0,000	0,049	0,133	0,004	
R1-354	-0,613	58,399	0,215	0,001	0,000	0,133	0,070	
R1-357	0,534	17,808	0,231	0,000	0,051	0,153	0,000	
R1-358	-0,395	38,879	0,191	0,000	0,000	0,120	0,000	
R1-363	-0,100	53,298	0,233	0,000	0,049	0,056	0,308	

Eficiencias

A continuación, se adjuntan las eficiencias, calculadas tras la aplicación del método de máxima verosimilitud.

REF	eficiencia
R1-017	0,570
R1-022	0,553
R1-024	0,508
R1-029	0,615
R1-031	0,725
R1-033	0,572
R1-034	0,642
R1-042	0,530
R1-044	0,525
R1-046	0,484
R1-047	0,662
R1-051	0,756
R1-055	0,604
R1-067	0,884
R1-069	0,483
R1-070	0,592
R1-072	0,612
R1-083	0,609
R1-086	0,719
R1-089	0,502
R1-096	0,447
R1-103	0,538
R1-107	0,602
R1-108	0,717
R1-109	0,423
R1-110	0,502
R1-111	0,443
R1-116	0,670
R1-118	0,783
R1-119	0,470
R1-121	0,536
R1-122	0,791
R1-123	0,392
R1-126	0,431
R1-128	0,750
R1-129	0,440

REF	eficiencia
R1-130	0,522
R1-135	0,532
R1-136	0,317
R1-138	0,640
R1-139	0,369
R1-141	0,552
R1-143	0,534
R1-147	0,277
R1-149	0,689
R1-154	0,611
R1-158	0,678
R1-162	0,709
R1-167	0,710
R1-168	0,428
R1-169	0,405
R1-170	0,432
R1-171	0,433
R1-173	0,504
R1-174	0,524
R1-178	0,533
R1-180	0,539
R1-181	0,359
R1-183	0,675
R1-185	0,756
R1-187	0,358
R1-188	0,699
R1-193	0,330
R1-195	0,524
R1-196	0,857
R1-199	0,443
R1-200	0,293
R1-206	0,717
R1-207	0,590
R1-208	0,333
R1-210	0,668
R1-215	0,260
R1-217	0,364
R1-218	0,731
R1-220	0,741
R1-222	0,720
R1-224	0,422
R1-225	0,695

REF	eficiencia
R1-226	0,544
R1-228	0,430
R1-229	0,588
R1-231	0,500
R1-232	0,560
R1-234	0,559
R1-237	0,490
R1-239	0,538
R1-240	0,245
R1-243	0,713
R1-245	0,385
R1-249	0,111
R1-251	0,801
R1-252	0,381
R1-254	0,700
R1-259	0,400
R1-261	0,794
R1-265	0,852
R1-266	0,237
R1-271	0,630
R1-276	0,679
R1-277	0,665
R1-283	0,728
R1-284	0,398
R1-286	0,350
R1-287	0,567
R1-288	0,279
R1-290	0,893
R1-291	0,207
R1-293	0,786
R1-298	0,246
R1-301	0,606
R1-302	0,550
R1-304	0,023
R1-306	0,407
R1-307	0,313
R1-309	0,543
R1-313	0,374
R1-319	0,682
R1-320	0,664
R1-323	0,436
R1-326	0,684

REF	eficiencia
R1-327	0,336
R1-329	0,527
R1-330	0,800
R1-336	0,864
R1-340	0,862
R1-341	0,176
R1-343	0,477
R1-344	0,368
R1-345	0,237
R1-346	0,748
R1-347	0,361
R1-348	0,583
R1-349	0,037
R1-351	0,478
R1-352	0,667
R1-353	0,629
R1-354	0,823
R1-357	0,322
R1-358	0,734
R1-363	0,580