

# PLANIFICACIÓN DEL DIMENSIONADO, LOCALIZACIÓN Y OPERACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

**Alejandro Belinchón Calderón**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**Miquel Escoto Simó**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**Dra. Noemi González Cobos**, Ingeniera I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**Mario Montagud Aguar**, Ingeniero I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**Adriana Valentina Trujillo**, Ingeniera I+D, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**Dra. Marta García Pellicer**, Directora, Instituto Tecnológico de la Energía (ITE)

**Resumen:** El almacenamiento de energía distribuido puede desempeñar un papel clave en el funcionamiento de los futuros sistemas de energía con bajas emisiones de carbono, ya que pueden ayudar a facilitar la provisión de la flexibilidad necesaria para hacer frente a la intermitencia y volatilidad que presenta la generación renovable. En este contexto, este trabajo aborda una metodología de optimización que permite planificar y gestionar sistemas de almacenamiento distribuido de diferentes tecnologías y características en una red de distribución, teniendo en cuenta no solo los aspectos técnicos de la red y de los sistemas de almacenamiento sino también la incertidumbre vinculada a la variabilidad de la demanda y la generación renovable.

**Palabras clave:** Almacenamiento distribuido, planificación de redes, gestión de red, gestión óptima de sistemas de almacenamiento.

## INTRODUCCIÓN

A pesar del papel crucial que podría jugar el almacenamiento distribuido en las redes del futuro [1], en la actualidad todavía no se han desarrollado plataformas de soporte a la decisión que sean capaces de planificar de forma adecuada su integración y operación. Las herramientas disponibles suelen obviar aspectos relevantes como la incertidumbre en la operación del sistema como consecuencia de la naturaleza intermitente y variable de la generación renovable distribuida, la posible degradación de la capacidad de almacenamiento o las restricciones de red.

En el presente estudio se muestra un modelo de planificación óptima (localización, dimensionamiento y gestión) de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución cuyo objetivo es dotar a empresas gestoras de redes de distribución de herramientas de planificación eficaces, versátiles y robustas que faciliten la integración óptima de sistemas de almacenamiento energético en las futuras redes inteligentes, con el fin último de permitir la integración de la generación renovable distribuida, así como mejorar y aprovechar la flexibilidad del sistema y con ello garantizar la seguridad y calidad del suministro de energía. Estos sistemas de gestión de la red son también de utilidad para redes aisladas o débilmente conectadas con la red principal y con problemas de suministro como por ejemplo, áreas industriales, zonas portuarias y zonas rurales.

Los sistemas de almacenamiento de energía pueden ayudar a las empresas de distribución (operadores y gestores de red) a garantizar el suministro de forma segura y sostenible y a explorar nuevos servicios energéticos. Tanto las autoridades [2] como las plataformas de investigación [3] han destacado recientemente la importancia del almacenamiento como tecnología habilitadora clave. Por lo tanto, el almacenamiento de energía destaca como un aspecto crítico para desbloquear la reducción de emisiones del sistema eléctrico, convirtiéndose en un importante activo de los planes de incentivos que se movilizarán en el actual escenario de recuperación post-COVID [4].

## METODOLOGÍA PROPUESTA

En la literatura técnica existen multitud de trabajos que abordan la planificación de sistemas de almacenamiento energético en redes de distribución utilizando modelos de optimización en lugar de metodologías basadas en la experiencia y en el criterio técnico. La principal ventaja de utilizar los modelos de optimización para este tipo de problemas de toma de decisiones es que permite tener en cuenta muchos aspectos tanto técnicos como económicos simultáneamente, y así encontrar la solución más favorable para el sistema y el gestor de red dentro del espacio de búsqueda factible. Sin embargo, existen también algunos inconvenientes, siendo los más relevantes los problemas computacionales que pueden ocasionar, y la dificultad de desarrollar un modelo de optimización fiel a la realidad que, al mismo tiempo, permita que el algoritmo desarrollado sea capaz de obtener una solución óptima.

A lo largo de este trabajo se describen los grandes retos abordados en las herramientas desarrolladas para la planificación óptima tanto de la gestión diaria como del dimensionamiento y localización de sistemas de almacenamiento en una red de distribución: inicialmente se plantea el modelado y caracterización de la incertidumbre (error en la estimación) de la generación y la demanda. En segundo lugar se describe el desarrollo del modelo de optimización implementado que permite planificar la localización y dimensionado óptimo de sistemas de almacenamiento energético en redes de distribución. Para ello, ha sido necesario identificar todos los aspectos y factores que podrían afectar en mayor o menor medida en este tipo de problema de toma de decisiones. El último punto recoge el desarrollo de una herramienta que permite planificar de forma óptima la operación diaria de sistemas almacenamiento de energía en redes de distribución de modo que a través de una gestión óptima de la flexibilidad se minimice el coste total de operación del sistema de distribución, o lo que es lo mismo, se maximice el uso de generación renovable, siendo capaz de caracterizar cualquier posible anomalía que pueda producirse en la red de distribución frente a indisponibilidades de red, así como fluctuaciones en los niveles pronosticados de generación renovable y/o de demanda, con el fin de determinar los niveles de reservas de los sistemas de almacenamiento de energía.

La Figura 1 resume las entradas y salidas del modelo de planificación planteado. Además se ha desarrollado un visualizador web que hace las funciones de interfaz de usuario para las dos herramientas desarrolladas y que incorpora la algoritmia y las bases de datos que sustentan los desarrollos del proyecto.

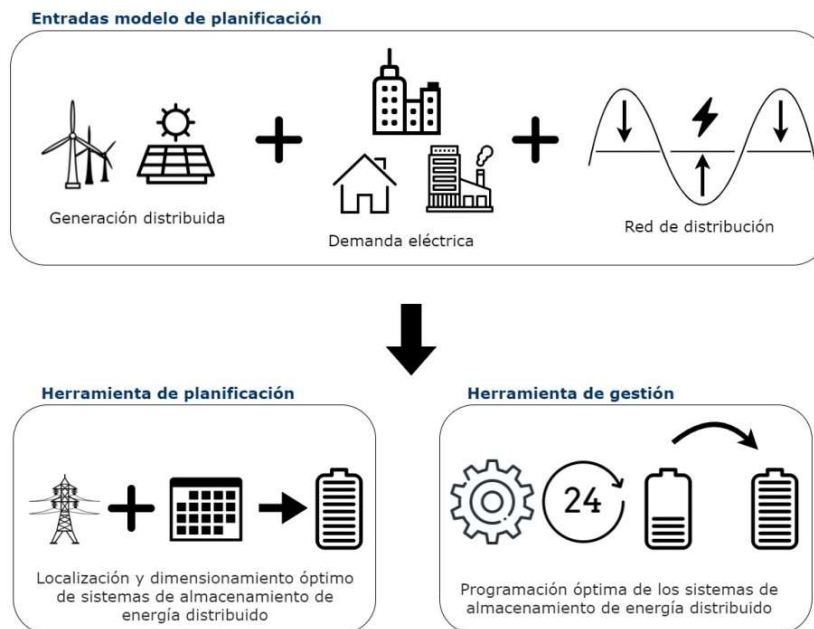


Figura 1. Esquema del modelo desarrollado.

## Caracterización de la incertidumbre

Tanto la demanda como la generación afectan directamente al diseño y gestión de los recursos de almacenamiento distribuidos y son junto con la red de distribución las principales entradas a las herramientas de optimización desarrolladas. La red de distribución es un activo material fijo que debe ser entrada a las dos herramientas y que se asume no está sujeto a variaciones aleatorias (puede sufrir alteraciones por maniobras de operación, descargos programados, nuevos desarrollos en horizonte de planificación y contingencias o eventos inesperados pero todas ellas son circunstancias que pueden incluirse de forma específica en los problemas de optimización y por tanto, la incertidumbre asociada puede acotarse). Sin embargo no ocurre lo mismo con la demanda y la generación renovable (eólica y fotovoltaica), que se caracterizan por su elevada variabilidad por lo que es importante caracterizar su incertidumbre al objeto de poder generar escenarios representativos de entrada a las herramientas de optimización.

Para la herramienta de optimización de planificación se ha optado por tratar separadamente la demanda en las dos estaciones que, tradicionalmente, tienen unos consumos y unos patrones de consumo más diferenciados: verano e invierno. Esta discretización estacional también se realiza para los datos de generación que, vienen dados en forma de

datos meteorológicos de la zona geográfica en la que se encuentra la red de distribución. Como simplificación adicional, y dado que las redes de distribución cubren un área geográfica de proporciones pequeñas o medianas, se estima que los datos del recurso renovable (velocidad de viento o radiación solar) no sufren cambios importantes en los distintos nodos de la red. Por tanto, se considera un generador equivalente eólico y otro generador equivalente fotovoltaico, con una potencia máxima igual a la potencia instalada en la red de cada tecnología. Una vez realizada la estimación de la generación, se distribuye ponderando los datos de generación obtenidos entre todos los nodos que dispongan de instalaciones generadoras, asignando pesos proporcionalmente al tamaño de la instalación en cada nodo pertinente.

Se ha elegido la metodología de agrupamiento (clustering en inglés), K-medios (basada en programación estocástica), que trata de generar un pequeño número de grupos (o clústeres  $k$ ) a partir de un conjunto de datos, basándose en las similitudes entre ellos, siendo cada grupo caracterizado por un centroide representativo del grupo [5]. Estos centroides corresponden a escenarios ficticios pero representativos, para cada una de las tres variables consideradas. Por lo tanto, el modelo de optimización considerará  $k_1 * k_2 * k_3$  escenarios para determinar la planificación óptima de los sistemas de almacenamiento en la red de distribución, siendo  $k_1$ ,  $k_2$  y  $k_3$  el número de clústeres para las variables de generación fotovoltaica, generación eólica y demanda respectivamente.

Finalmente se ha desarrollado un programa de generación de escenarios en MATLAB en el que, partiendo de datos históricos de demanda eléctrica, irradiancia solar y velocidad de viento, realiza un agrupamiento de los datos para generar perfiles diarios representativos de cada una de las variables, para posteriormente poder combinarlas en escenarios representativos de la demanda y generación renovable de la red de distribución.

El número de clústeres a considerar para el agrupamiento es un dato de entrada importante dentro del proceso iterativo de caracterización de la incertidumbre, puesto que debe elegirse un número de clústeres que sea capaz de representar el sistema fielmente, a la par que suponga un coste computacional aceptable. Observando la dispersión media de los clústeres de demanda, generación eólica y fotovoltaica para diferentes valores de  $k$ , se concluye que el valor óptimo de  $k$  se encuentra entre  $k = 3$  y  $k = 6$ . Por tanto, y para simplificar la programación del algoritmo K-medios, se ha decidido utilizar un número de clústeres común para todas las variables e igual a  $k = 5$ . Con ello, considerando dos estaciones (verano e invierno), se tendría un total de 250 escenarios que representan el comportamiento de demanda y generación renovable en un periodo de un año.

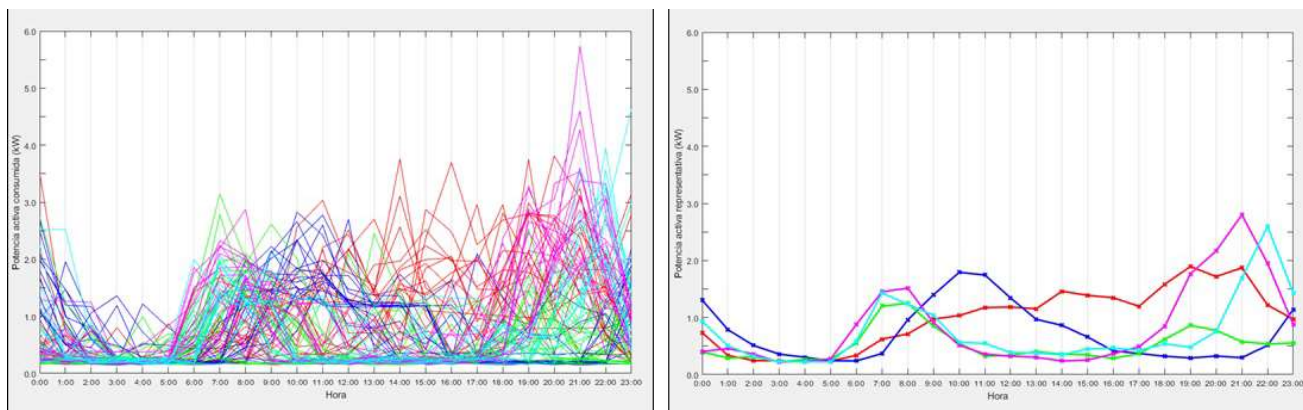


Figura 2: Ejemplo de agrupamiento óptimo de perfiles de demanda mediante el algoritmo k-medios.

La Figura 2 muestra un ejemplo de agrupamiento de 365 perfiles diarios de un año (gráfico de la izquierda) en 5 perfiles representativos de la demanda diaria (figura de la derecha).

Para la caracterización de la incertidumbre en la optimización de la gestión diaria de sistemas de almacenamiento se decide abordar el problema a través de un algoritmo de predicción basado en redes neuronales que estima la demanda y generación horaria a un día vista.

Adicionalmente, para la herramienta de gestión de sistemas de almacenamiento se ha implementado un modelo de optimización para evaluar el impacto de considerar la pérdida de líneas con un criterio de seguridad N-1. El modelo implementado está basado en la aplicación de optimización robusta. Esta técnica de caracterización de la incertidumbre permite identificar los peores escenarios evitando así modelar la operación bajo todos los escenarios

plausibles lo que conllevaría un gran esfuerzo computacional por parte del optimizador. Se garantiza así que los niveles de reserva de los sistemas de almacenamiento intentarán cubrir al máximo cualquier pérdida de línea en la red de distribución. El modelo trinivel no se puede resolver de manera directa, para su resolución, se ha usado el algoritmo de generación de columnas y restricciones que está descrito en [6].

## Modelo de optimización para el dimensionamiento y localización de sistemas de almacenamiento

La metodología desarrollada se basa en un modelo de optimización robusto de programación lineal (MIP) con flujo de carga simplificado basado en [7] y desarrollado en MATLAB con el optimizador Gurobi y YALMIP. Como datos de entrada introducidos por el usuario se consideran tanto datos de la red de distribución (topología, subestaciones y ubicación de la demanda y la generación) como los datos técnicos y económicos de sistemas de almacenamiento a elegir (que incluye datos de tecnología, capacidad, eficiencia, coste de adquisición y costes de operación y mantenimiento de entre una base de datos de sistemas de almacenamiento editable por el usuario). El modelo de planificación se divide en 2 módulos.

- El primer módulo realiza un pre-filtrado de escenarios que consideran la caracterización de la incertidumbre. Este módulo evalúa 250 escenarios que caracterizan la incertidumbre de la demanda y generación renovable (eólica y fotovoltaica) resultante de K-medios), considera las restricciones técnicas de la red de distribución y como salida selecciona los 10 peores escenarios que presentan mayor desbalance energético de acuerdo a las restricciones técnicas.
- El segundo módulo determina la ubicación y el dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento. En base al resultado del primer módulo, los 10 escenarios con mayor desbalance de potencia, considerando las restricciones técnicas y económicas de la red de distribución y de los sistemas de almacenamiento y teniendo en cuenta las preferencias del usuario (presupuesto y número de sistemas de almacenamiento a considerar en la red), se calcula la ubicación de los sistemas de almacenamiento, las tecnologías de almacenamiento y la capacidad de potencia de carga y descarga horaria de los sistemas. También se muestra una tabla comparativa con el resultado de variables eléctricas de estos 10 escenarios con y sin sistemas de almacenamiento: pérdidas eléctricas en la red de distribución, potencia activa proveniente de la subestación o red exterior y potencia activa no suministrada.

La función objetivo del modelo de optimización tiene como fin minimizar la potencia activa y reactiva no suministrada, considerando las pérdidas eléctricas de la red y la variable binaria asociada a la localización y dimensionado de los sistemas de almacenamiento energético. Con el fin de cumplir el objetivo de conseguir la solución óptima se incluyen los costes de penalización por energía no suministrada, coste por pérdidas eléctricas, coste de adquisición y coste de operación y mantenimiento de los sistemas de almacenamientos energéticos recopilados.

## Modelo de optimización para la gestión horaria de sistemas de almacenamiento

La metodología propuesta para la herramienta de gestión horaria de sistemas de almacenamiento se basa en una solución secuencial de tres módulos:

- En el primer módulo, se ejecuta la predicción de demanda y generación renovable (según el algoritmo basado en redes neuronales descrito anteriormente) para las 24 horas siguientes.
- El segundo módulo proporciona la programación óptima de potencia activa de las unidades de almacenamiento definiendo como función objetivo minimizar el coste operativo total de la red de distribución a lo largo del horizonte de programación de 24 horas.
- Finalmente, en el tercer módulo se validan desde el punto de vista técnico de la red los resultados obtenidos del segundo módulo y se determinan las consignas de potencia reactiva de los sistemas de almacenamiento en software de simulación comercial.

Las ecuaciones de red implementadas en el modelo de optimización se basan en un modelo de flujo de potencia en corriente continua en base a los resultados obtenidos en el trabajo [8]. Esta simplificación, que reduce el coste computacional de la herramienta, puede conducir a soluciones subóptimas o incluso inviables ya que la relación R / X es generalmente alta en las redes de distribución. Por ello, los resultados obtenidos del modelo de optimización se validan a nivel técnico en el tercer módulo calculando un flujo de carga óptimo que incluye todas las restricciones operacionales de la red de distribución a través de un software de simulación (PSS®E o DigSilent PowerFactory). Este

módulo comprueba que no se violan ninguno de los márgenes operativos establecidos a nivel de tensiones y sobrecargas. Cabe recalcar que el propósito de la metodología es programar la operación de los sistemas de almacenamiento de energía para (i) maximizar integración de renovables, (ii) reducir congestiones en líneas, y (iii) minimizar desequilibrios de potencia en las redes de distribución (funciones objetivo del módulo de optimización) pero no está pensado para solucionar problemas de control de tensión. La metodología permite caracterizar cualquier posible anomalía que pueda ocurrir en la red de distribución en cuanto a indisponibilidad y estabilidad de la red, así como fluctuaciones en los niveles previstos de generación renovable y / o demanda y determinar los niveles de reserva de los sistemas de almacenamiento de energía necesarios con la posibilidad de incluir restricciones en la operación de los sistemas de almacenamiento (como por ejemplo limitando el número de cargas y descargas diarias o limitando el SoC del sistema de almacenamiento al final del día).

## RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Este artículo ha presentado una metodología novedosa y eficiente para conocer el tamaño y localización óptima de sistemas de almacenamiento distribuidos y obtener la programación diaria óptima de dichos dispositivos en redes de distribución.

La metodología propuesta es computacionalmente eficiente y permite resolver redes de distribución reales (tanto redes de distribución radiales como malladas con diferentes niveles de tensión y diferentes tamaños). Resultados numéricos basados en diferentes escenarios (redes IEEE y redes reales anonimizadas) e hipótesis han validado la metodología propuesta para gestionar y planificar los dispositivos de almacenamiento distribuidos mediante el uso de las herramientas de programación óptima.

A modo de ejemplo a continuación se exponen los resultados obtenidos para una red de distribución típica de 34 nodos de IEEE conectada a una subestación de 11 kV con capacidad de 5.5 MVA. La red está compuesta por 29 nodos de demanda y dos unidades de generación: fotovoltaica y eólica. Tras evaluar los 250 escenarios en el primer módulo de la herramienta de planificación (tiempo computacional de 41 minutos), se obtiene la localización y dimensionamiento óptimo: una batería de ion-litio con capacidad de 2.2 MWh en el nodo donde se encuentra la generación eólica (con un tiempo computacional de 51 min). El resultado final de la herramienta de planificación muestra que efectivamente el algoritmo de optimización minimiza las pérdidas en las líneas y maximiza el uso de generación renovable en la red de distribución.

La Figura 3 muestra la tabla comparativa de los 10 peores escenarios (con mayor desbalance) evaluando la potencia activa proveniente de la subestación o red exterior, la potencia activa no suministrada y las pérdidas eléctricas en la red de distribución. Esta tabla demuestra que los escenarios donde se incluye la batería de ión-litio resultan en menores pérdidas eléctricas en la red de distribución, la demanda de la subestación es menor y la potencia activa no suministrada disminuye.

	Esc_1	Esc_2	Esc_3	Esc_4	Esc_5	Esc_6	Esc_7	Esc_8	Esc_9	Esc_10
Potencia de la subestación con Sistemas de Almacenamiento	3.9930	4.2850	4.3760	4.6210	5.1660	5.4570	8.8340	5.9900	4.9070	5.5500
Potencia de la subestación sin Sistemas de Almacenamiento	4.5110	4.8800	4.9710	5.2140	6.7900	7.2630	10.5260	7.3410	5.5010	7.1660
Potencia no suministrada con Sistemas de Almacenamiento	4.9310	4.5390	4.4300	4.1000	2.8930	2.3400	2.3940	2.7150	3.7050	2.3470
Potencia no suministrada sin Sistemas de Almacenamiento	6.1920	5.4030	5.2780	4.9430	4.7470	4.3330	4.2950	4.2950	4.5490	4.2110
Pérdidas eléctricas con Sistemas de Almacenamiento	0.5150	0.5180	0.5170	0.4910	0.5140	0.3970	0.4630	0.5520	0.4920	0.5090
Pérdidas eléctricas sin Sistemas de Almacenamiento	0.5410	0.5410	0.5410	0.5390	0.5620	0.4960	0.5460	0.5900	0.5370	0.5530

Figura 3: Ejemplo de resultado mostrado por la herramienta de planificación.

Si posteriormente se ejecuta la herramienta de gestión diaria de sistemas de almacenamiento en la misma red de ejemplo y teniendo en cuenta los resultados de la herramienta de dimensionamiento y ubicación, se obtiene el programa óptimo diario de potencia activa y reactiva del sistema de almacenamiento planificado. El tiempo computacional requerido por esta segunda herramienta es de pocos segundos. En el ejemplo descrito, al ser una batería de relativa poca capacidad, su participación en la operación de la red se limita a pocos periodos, que coinciden con aquellos donde la congestión de la red es mayor.

La Figura 4 muestra un ejemplo de las consignas de potencia activa del sistema de almacenamiento (izquierda) para un día y cómo se modificarían dichas consignas en función de las restricciones establecidas en la herramienta de

gestión: limitando el número de cargas y descargas diarias (figura central) o limitando el SoC final de la batería (derecha).

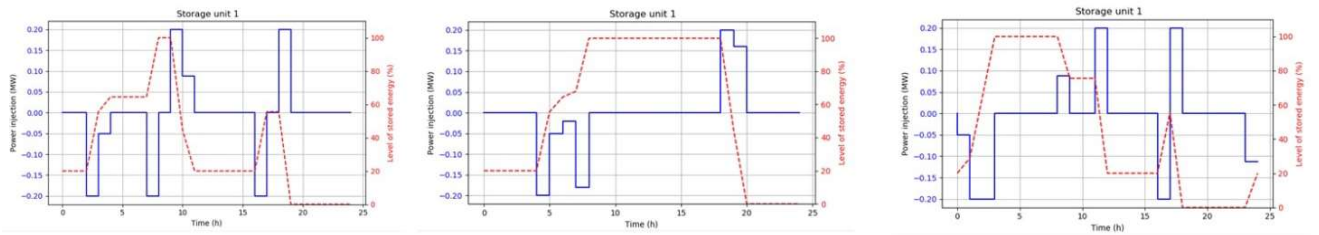


Figura 4: Ejemplo de programa de operación diaria resultado de la herramienta de gestión: sin restricciones (izquierda), limitando el número de cargas y descargas diario (centro) o limitando el SoC final (derecha).

## AGRADECIMIENTOS

Esta investigación ha sido financiada por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional y el convenio de colaboración ITE-IVACE correspondiente a la anualidad 2019. Este trabajo se ha realizado en el marco de HySGrid+, una red española de Centros de Excelencia que cuenta con el apoyo del Ministerio de Ciencia e Innovación a través del organismo CDTI, en el marco del programa Cervera "CER-20191019".

## REFERENCIAS

- [1] The International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020, Staying on Course: Renewable Energy in the Time of COVID-19, <https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2020/Apr/Staying-on-Course-Renewable-Energy-in-the-time-of-COVID19> (15 septiembre 2020).
- [2] European Commission, 2019, Clean Energy for All Europeans Package, [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en) (17 septiembre 2020).
- [3] ETIP SNET, 2018, VISION 2050 Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment, [https://www.etip-snet.eu/etip\\_publ/etip-snet-vision-2050/](https://www.etip-snet.eu/etip_publ/etip-snet-vision-2050/) (14 septiembre 2020).
- [4] International Energy Agency, The Impact of the Covid-19 Crisis on Clean Energy Progress, <https://www.iea.org/articles/the-impact-of-the-covid-19-crisis-on-clean-energy-progress> (17 septiembre 2020).
- [5] Barigo, L. & Conejo, A.J., 2013, Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions, *Applied Energy*, vol. 101, pp. 475-482.
- [6] Zhao, L. & Zeng, B., 2012, An exact algorithm for two-stage robust optimization with mixed integer recourse problems, [http://www.optimization-online.org/DB\\_FILE/2012/01/3310.pdf](http://www.optimization-online.org/DB_FILE/2012/01/3310.pdf) (20 septiembre 2020).
- [7] Muoz, J.I. & Montoya-Bueno, S., 2015, A Stochastic Investment Model for Renewable Generation in Distribution Systems, *IEEE Transactions on sustainable Energy*, vol. 6, nº 4, pp. 1467 - 1474.
- [8] Hua, L.; Wang, J. & Zhou, C., 2014, Adaptive Electric Vehicle Charging Coordination on Distribution Network, *IEEE Trans. Smart Grids* 5, 2666–2675.