

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas - ICAI. Modelos para el sector eléctrico y el sector energético

*Andrés Ramos, Alberto Campos, Álvaro Sánchez, Carlos Mateo, Fernando de Cuadra, Pedro Linares**

El Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) es un Instituto Universitario perteneciente a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Tiene como objetivo primordial promover la investigación y la formación de posgraduados en diversos campos tecnológicos mediante su participación en proyectos concretos de interés para la industria y la Administración.

La vocación del IIT es realizar una contribución a la sociedad mediante la transferencia de sus resultados de investigación. Esta transferencia se articula mediante la realización de proyectos de investigación que pueden ejecutarse bajo diferentes modalidades. Entre ellas, el IIT ofrece un catálogo de productos y servicios que pueden ser adquiridos/contratados directamente por terceros y que se pueden agrupar en dos categorías:

- Herramientas informáticas y
- Servicios de asesoría y consultoría

En el primer grupo se englobarían todos los modelos de ayuda a la decisión que se han desarrollado en el IIT durante los últimos años y que, por ejemplo, son utilizados por las principales empresas del sector eléctrico en su operación diaria tanto en España como en otros países. Estas herramientas se elaboran a medida de las necesidades del cliente y se diseñan aplicando las técnicas más avanzadas del momento (optimización, simulación, gestión de información, etc.) para garantizar la calidad de la solución final. A continuación, se presentan algunos de estos modelos que pueden resultar de utilidad

* Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas de Madrid.

para la evaluación de distintos aspectos de la transición energética, desde análisis de fiabilidad hasta prospectiva energética de largo plazo.

En el cuadro 1 se presenta un resumen de los modelos y de su objetivo principal, que se describen a continuación. Pueden encontrarse más detalles de los modelos, las publicaciones asociadas, y los proyectos en los que se han utilizado, en la web del IIT: www.iit.comillas.edu.

Cuadro 1

Acrónimo	Nombre	Objetivo
MASTER.SO	Model for the Analysis of Sustainable Energy Roadmaps	Planificación energética a largo plazo
FLOP	Modelo de Cálculo de Confiabilidad de un Sistema Eléctrico	Cálculo de la fiabilidad del sistema de generación
CEVESA	Modelo de expansión en generación eléctrica y en el transporte	Planificación de la expansión de la generación. Modelado del impacto de vehículos eléctricos
SPLODER	Smart Planning and Operation of Distributed Energy Resources	Planificación de la expansión de la generación. Modelado de recursos distribuidos
openTEPES	Open Generation and Transmission Operation and Expansion Planning Model with RES and ESS	Planificación de la expansión de la generación, de sistemas de almacenamiento y de la red de transporte. Modelado detallado horario y por centrales individuales
TEPES	Modelo del Plan de Expansión de Transmisión a Largo Plazo para un Sistema Eléctrico	Planificación de la expansión de la red de transporte. Modelado detallado de la red de transporte.
ROM	Reliability and Operation Model for Renewable Energy Sources	Planificación de la operación diaria consecutiva para un año con simulación del uso de las reservas de operación
StarNet	Bulk Production Cost Model	Planificación de la operación semanal a nudo único o con red
REM	Reference Electrification Model	Planificación de la electrificación de un territorio
RNM	Reference Network Model	Planificación de la red de distribución

1. MASTER.SO. MODEL FOR THE ANALYSIS OF SUSTAINABLE ENERGY ROADMAPS. STATIC OPTIMIZATION VERSION

El modelo MASTER.SO es un modelo estático que describe el sector energético de manera *bottom-up* (es decir, a partir de los componentes del sistema). Se articula en torno a cinco bloques que describen los distintos niveles de conversión energética, desde las fuentes primarias a los usos finales.

- Fuentes primarias de energía (nuclear, carbón, gas, renovables...).
- Procesos de conversión de la energía (generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, refino, etc.).
- Transporte de energía a los consumidores de los distintos sectores económicos (a través, por ejemplo, de la red de gas o de transporte y distribución eléctricas).
- Consumos de energía por parte de los sectores de la economía, como pueden ser el sector industrial o el doméstico.
- Usos finales de la electricidad (por ejemplo, para calefacción, iluminación o transporte).

El modelo toma como punto de partida una descripción de la demanda de servicios energéticos (km recorridos, m² a calentar), que se introducen exógenamente, y permite satisfacerlas con porcentajes variables de distintas tecnologías. Estas demandas presentan valores que varían en cada escenario. Además, MASTER.SO parte de un sistema energético en el que las únicas infraestructuras que se mantienen con respecto a las presentes en la actualidad son las hidráulicas, las regasificadoras, las refinerías y las redes de distribución eléctricas y de gas. El modelo también incorpora los costes y parámetros técnicos de las diferentes tecnologías, los precios asociados a los combustibles y datos de las tecnologías de usos finales.

El modelo utiliza las fuentes primarias de manera óptima para satisfacer la demanda de usos finales que se ha definido. Para ello, aunque se mantienen las infraestructuras ya mencionadas (hidráulicas, regasificadoras, refinerías y redes de distribución eléctricas y de gas), el modelo puede instalar nueva capacidad de

conversión de la energía (como, por ejemplo, la capacidad de generación eléctrica o de refino). Esta nueva capacidad se instalará en las tecnologías que resulten en la manera más eficiente de satisfacer la demanda de usos finales.

MASTER.SO incluye una versión simplificada del sistema eléctrico, que incluye la operación y la necesidad de reservas. Estas reservas se han supuesto equivalentes al impacto de la pérdida de una central nuclear (1 GW, aproximadamente), más el 4 % de la demanda como error de predicción de la misma, más el 20% de la producción renovable no despachable. Los costes de transporte y distribución de electricidad también se consideran de manera aproximada, infiriendo los costes de esta infraestructura a partir de la cantidad total de energía transportada.

Además, el modelo incluye el potencial de los diferentes tipos de tecnología (lo cual es especialmente interesante para las renovables) y un límite a las emisiones de CO₂ totales del sistema que representa el resultado de las diferentes políticas de reducción de emisiones. Así, el modelo no toma como entrada un determinado precio para el CO₂ (como se hace con el resto de los combustibles), sino que el precio del CO₂ es un resultado de la optimización que hace que el resultado de emisiones totales sea coherente.

A partir de las demandas, los costes y los datos técnicos de partida, el modelo asume que el sistema se adaptará a las restricciones existentes de la manera más eficiente posible desde una perspectiva económica. Con este objetivo, el modelo instala capacidades nuevas y optimiza el uso de las existentes para satisfacer la demanda. Este problema se modela como una optimización lineal (*Linear Programming*, LP) en la que MASTER.SO devuelve como salidas las capacidades instaladas, el uso de energía primaria y de las diferentes tecnologías de usos finales de la energía, los precios de la electricidad o el precio del CO₂.

El modelo cuenta además con dos versiones ampliadas:

- Versión multicriterio, en la que la función objetivo incluye otros criterios de optimización adicionales al coste.
- Versión agua-energía, en la que se acopla a un modelo hidrológico para realizar una planificación conjunta de los sectores de energía y agua.

El modelo se ha utilizado en diversos proyectos de análisis de impacto en la generación eléctrica de la disponibilidad de recursos hídricos en escenarios de cambio climático y en estudios de prospectiva de escenarios energéticos futuros y del papel del gas en el sector energético español futuro.

2. FLOP. MODELO DE CÁLCULO DE CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO¹

Los índices de confiabilidad en un sistema eléctrico se suelen utilizar para tomar decisiones de planificación de la expansión de la generación en el largo plazo. En mercados desregulados este mecanismo de planificación centralizada se ha sustituido por un mercado que concilia las ofertas y necesidades de reserva de largo plazo y determina un precio de remuneración para las ofertas asignadas.

El cálculo de los índices de confiabilidad es un proceso complejo que debe basarse en métodos probabilistas. La simulación probabilista permite modelar de forma simultánea la incertidumbre en la demanda de electricidad y en la disponibilidad de los grupos de generación, proporcionando los índices de confiabilidad más característicos.

El objetivo del Modelo de Cálculo de Confiabilidad de un Sistema Eléctrico (FLOP) es calcular estos índices:

- Energía Esperada No Suministrada (EENS)
- Probabilidad de Pérdida de Carga (*Loss of Load Probability*, LOLP)

para un conjunto de periodos preespecificados en los que se divide el año. Utiliza el método de la convolución discreta.

Los datos de entrada que utiliza el modelo son:

- Demanda en cada período, modelada por su curva cronológica o monótona.

¹ <https://pascua.iit.comillas.edu/aramos/flop.htm>

- Grupos generadores en cada período: potencia efectiva en la punta y tasa de disponibilidad. Los generadores son despachados para cubrir la demanda en orden de mérito ascendente de acuerdo con la escalera de precios (aunque este orden de despacho es irrelevante a efectos de confiabilidad). El precio sólo tiene efectos informativos mientras no exista un sistema de ofertas de reserva.

Los resultados que proporciona el modelo son:

- Para cada período el valor de la EENS, de la LOLP y del precio (sólo para el proceso de casación de ofertas de reserva de potencia).
- Gráficas de evolución de la EENS y LOLP a lo largo del tiempo.
- Gráfica del precio resultante para cada periodo.

3. CEVESA. MODELO DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN ELÉCTRICA Y EN EL TRANSPORTE²

CEVESA es un modelo dinámico para la planificación de la expansión de la generación eléctrica del sistema eléctrico español (asumiendo que se representa dicho sistema en un único nodo), que considera tanto las inversiones realizadas por clientes distribuidos en DER (generación y almacenamiento) como por las generadoras (GENCO) en CR (plantas convencionales de generación térmica, generación renovable y almacenamiento centralizado). También representa el sector del transporte al incluir decisiones de inversión en vehículos eléctricos (PEV) y vehículos de motor de combustión interna (CEV), teniendo en cuenta el despliegue de infraestructura, el combustible y los costes sociales y ambientales de ambas tecnologías de transporte. El modelo se basa en un equilibrio en variaciones conjeturales con conjeturas de precio-respuesta, con detalle horario, requisitos de energía y reservas secundarias (calculadas de manera endógena a partir de la producción renovable), y con restricciones de rampa y arranques y paradas. El modelo de equilibrio considera en un único nivel las decisiones de inversión y operación, y se resuelve con un problema de minimización cuadrática equivalente, lo que simplifica su resolución.

² <https://www.iit.comillas.edu/oferta-tecnologica/cevesa>

En el sistema eléctrico, las GENCO maximizan sus ganancias esperadas mientras que los clientes minimizan su factura energética considerando las tarifas y las inversiones DER. Ambos problemas están vinculados a través del balance horario de generación-demanda y por la restricción de cobertura de la demanda pico, que garantiza una capacidad de generación suficiente para un cierto nivel de seguridad de suministro. Además:

- Las centrales eléctricas de las GENCO se representan por unidad de oferta, hasta su año de cierre previsto, y las nuevas inversiones se modelan por tecnología. Las GENCO pueden invertir en ciclos combinados, en turbinas de gas de ciclo abierto, en generación eólica y solar fotovoltaica (PV) y en tecnologías de almacenamiento.
- Los clientes distribuidos pueden comprar y vender energía desde y hacia la red, con diferentes tarifas de energía para cada uno de estos dos tipos de transacciones. También se aplica a los clientes un término de potencia tarifaria, proporcional a la potencia máxima extraída o inyectada a la red. Los clientes pueden invertir en tecnologías distribuidas de generación eólica, fotovoltaica y solar y están segmentados en 12 grupos de acuerdo con su sector de actividad (industrial, comercial y residencial) y subsector (alimentos, papel, metalurgia, química para clientes industriales, alimentos, restauración o servicios para clientes comerciales, y unifamiliares o bloques para clientes residenciales). También se representan las pérdidas de distribución de la energía para cada uno de los segmentos de cliente considerados.

En el sector de transporte:

- El coste total del sistema considerando PEV e ICEV se minimiza desde una perspectiva social, siendo el precio de la electricidad la principal variable de salida que vincula los sectores de electricidad y transporte. Los perfiles de uso de los vehículos PEV e ICEV son horarios, lo que permite por ejemplo una representación más precisa de la interacción del PEV con la generación renovable, hidráulica y térmica. Una variedad de estrategias de carga para PEV: carga óptima (para carga y carga) con o sin provisión de reservas (estrategia V2G), entre otras, mejoran la representatividad y el análisis del posible impacto del PEV en el sistema eléctrico.

- Se utiliza además un modelo de coste-beneficio que tiene en cuenta los costes de infraestructura (puntos de recarga, expansión de la red de distribución, etc.) y externalidades (impacto en la salud, cambio climático o dependencia energética) para obtener costes globales y beneficios de las inversiones en PEV e ICEV.

4. SPODER. SMART PLANNING AND OPERATION OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES³

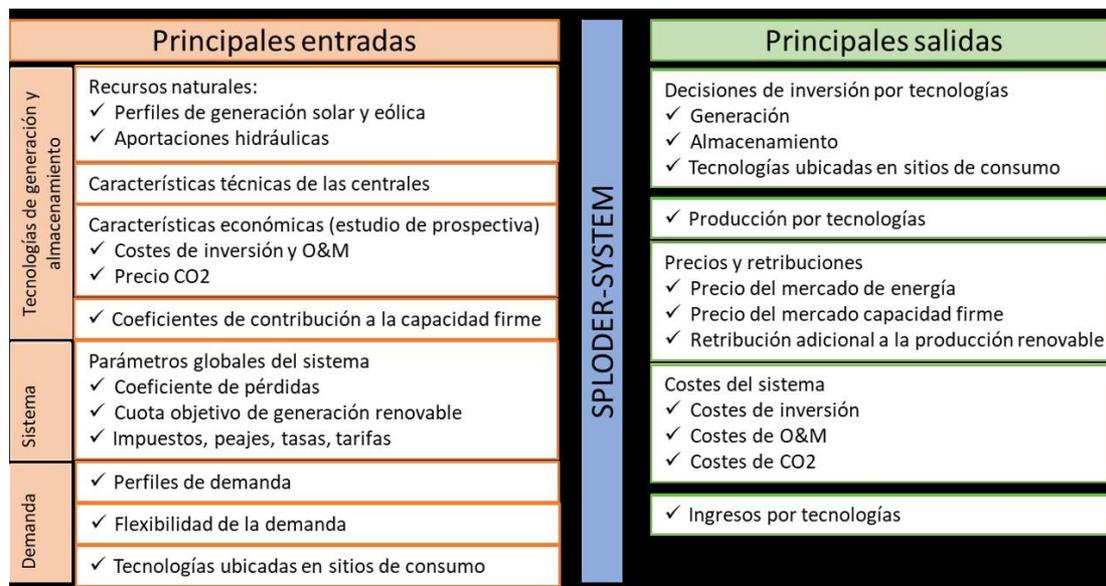
El modelo SPODER System es una herramienta de planificación de los recursos, tanto centralizados como distribuidos, de generación y almacenamiento del sistema eléctrico. Esta versión ha sido desarrollada para análisis regulatorios y respaldar las decisiones estratégicas de empresas eléctricas. La función objetivo del modelo minimiza el coste de las inversiones en nuevos recursos tanto centralizados como distribuidos, así como el coste de operación tanto de estas nuevas inversiones como de los recursos ya existentes. La figura 1 representa esquemáticamente los datos de entrada y salida del modelo SPODER SYSTEM. Como entradas al modelo se tienen los parámetros de cada uno de los casos de estudio, y como resultados se obtienen las siguientes variables:

- Instalación de recursos distribuidos más eficientes, teniendo en cuenta las necesidades energéticas eléctricas y térmicas de los consumidores, y teniendo en cuenta el parque de generación centralizada disponible.
- Costes de inversión y operación de recursos distribuidos seleccionados por el modelo.
- Costes del despacho óptimo del parque de recursos instalados para dicho escenario, teniendo en cuenta tanto los recursos distribuidos como centralizados.
- Precio de la energía resultante.

³ El SPODER es una plataforma de modelos computacionales donde dependiendo de los objetivos la unidad de análisis varía desde edificios o microrredes hasta el sistema en su conjunto, para más detalle de esta plataforma ver: <https://www.iit.comillas.edu/oferta-tecnologica/sploder>

Figura 1

Modelo SPLODER-SYSTEM



- Impacto ambiental.
- Energía consumida e intercambios con el sistema.

El modelo SPLODER-SYSTEM permite identificar variantes de las hipótesis iniciales de penetración de las tecnologías que resulten más eficientes económicamente. Esta posibilidad permite proporcionar conclusiones mucho más robustas ya que los casos estudio escogidos pueden ser revisados en función de estos resultados del modelo y asegurar así que no se está trabajando con escenarios lejanos a las posibilidades que ofrece los recursos distribuidos.

El modelo usará datos que representen un año para estudiar el comportamiento de los recursos y sus costes durante el mismo. Para ello, debido a la selección de días representativos, las tecnologías que permiten algún tipo de almacenamiento incluyen que el estado inicial y final del almacenamiento durante dicho día representativo debe ser el mismo.

Las tecnologías centralizadas como las centrales nucleares, carbón, biomasa, ciclos combinados y ciclos abiertos son caracterizadas con los costes de instalación anualizados, sus costes de operación y mantenimiento (O&M) anuales, sus costes variables (combustibles y O&M variables), costes de arranque y parada, capacidad típica, porcentaje de disponibilidad y sus emisiones, las cuales pueden suponer un coste dependiendo del coste del CO₂ introducido en el modelo.

Tanto la producción de las tecnologías centralizadas renovables (energías de fuente solar o eólica) como la cogeneración se basan en perfiles introducidos. La gestión de la energía hidráulica disponible durante un conjunto de días representativos (típicamente una semana) se basa también en perfiles históricos.

Estas tecnologías además se pueden ver sometidas a dos restricciones adicionales:

- Capacidad firme: se introducen unos porcentajes para todas las tecnologías centralizadas que marcan cuanto se considera su colaboración al pico de demanda del sistema.
- Requisito producción renovable: se introduce el porcentaje de la energía que debe ser producido por fuentes renovables.
- Límite de emisiones: se introduce el máximo valor de emisiones de la generación eléctrica.

SPLORDER-SYSTEM cuenta con el siguiente diseño de tarifas:

- Un porcentaje sobre el precio final para todas las tecnologías (7 %).
- Peajes de acceso €/MWh para todas las tecnologías
- Impuestos específicos €/MWh para el gas y el carbón

En las tecnologías distribuidas se puede seleccionar entre diferentes tecnologías como paneles solares, baterías, bombas de calor o paneles solares híbridos. En todos estos recursos distribuidos se deben introducir las características típicas de cada uno de estos sistemas (eficiencias eléctricas, pérdidas, COP, ...).

Por otro lado, la demanda eléctrica se ha subdividido en distintas regiones y tipos (residencial norte, residencial continental, residencial mediterránea, comercial e industrial). Cada uno se compone de un perfil de consumo base y otro de disponibilidad de vehículos eléctricos y carga asociada.

Para el consumo de climatización residencial, SPLAYER usa un modelo térmico que usa las temperaturas externas, de la zona climática concreta, para saber cuándo tiene que calentar la casa en base a unos requisitos de temperatura interior, de esta forma, se tiene en cuenta la inercia térmica de los edificios.

5. OPENTEPES. OPEN GENERATION AND TRANSMISSION OPERATION AND EXPANSION PLANNING MODEL WITH RESANDESS⁴

El modelo determina los planes de inversión en nuevas instalaciones (generadores, sistemas de almacenamiento y líneas) para suministrar la demanda a coste mínimo. La planificación táctica se relaciona con las decisiones en horizontes de 10 a 20 años. El objetivo es determinar la generación futura, los sistemas de almacenamiento y las necesidades de red. Los resultados principales serán las guías para la estructura futura del sistema de generación y de la red.

El modelo presenta un sistema de apoyo a las decisiones para determinar el plan de expansión de la generación y de la red de un sistema eléctrico de gran escala a nivel táctico. Los generadores, sistemas de almacenamiento o líneas candidatas deben ser definidas por el usuario y el modelo determina las decisiones óptimas entre los candidatos definidos por el usuario. Determina automáticamente los planes de expansión óptimos que satisfacen simultáneamente varios atributos. Sus características principales son:

- *Estático*: el alcance del modelo es un único año en un horizonte de largo plazo, por ejemplo 2030 o 2040.

Representa jerárquicamente los diferentes alcances temporales para tomar las decisiones en un sistema eléctrico:

⁴ <https://pascua.iit.comillas.edu/aramos/openTEPES/index.html>

- Período: un año.
- Nivel de carga: horas por ejemplo de h0001 a h8760 o 01/01/2030 00:00 a 30/12/2030 23:00.

Esta división temporal permite la representación de los periodos para evaluar la operación del sistema. Adicionalmente, el modelo puede ejecutarse con periodos cronológicos bihorarios, trihorarios, etc. para disminuir la carga computacional sin pérdida significativa de precisión.

- *Estocástico*: considera diversos parámetros que pueden afectar las decisiones de inversión en generación y en red. Son escenarios anuales de medio plazo relacionados con la operación del sistema. Estos escenarios de operación están asociados a las renovables y a la demanda eléctrica.

La función objetivo incorpora los dos principales costes cuantificables: coste de inversión en generación y en red (CAPEX) y los costes variables esperados de operación (que incluyen los costes de emisiones y de fiabilidad) (OPEX del sistema).

El modelo formula un problema de optimización estocástico que incluyen variables binarias de inversión en generación y en red y variables de operación (las de acoplamiento, arranque y parada también son binarias).

La representación de la operación es *una asignación de unidades con restricciones de red* basada en una formulación *fuerte y compacta* incluyendo reservas de operación y un *flujo de cargas en DC* como modelo de red. Las pérdidas óhmicas se consideran proporcionales al flujo en la red. Permite modelar diferentes *sistemas de almacenamiento*, como son el bombeo puro y mixto, baterías, etc. Permite analizar el balance entre inversiones de generación y/o red y la inversión o uso de la capacidad de almacenamiento.

Los resultados principales del modelo se pueden clasificar en:

- *Inversiones*: decisiones de inversión en generación, sistemas de almacenamiento y líneas y su coste.

Figura 2

Red de transporte europea



- *Operación*: producción de las diferentes centrales y su agrupación por tecnologías (térmica, hidráulica, bombeo, renovable), el vertido de las renovables, flujos por la red, pérdidas óhmicas, ángulos de tensión en los nudos.
- *Emisiones*: emisiones de CO₂ por grupo.
- *Marginal*: costes marginales de corto plazo por nudo.

El modelo se ha implantado de manera cuidadosa para evitar problemas numéricos escalando los parámetros, variables y ecuaciones del problema de optimización para que se pueda utilizar con casos de gran escala, e.g., el sistema europeo con detalle horario.

6. TEPES. MODELO DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN A LARGO PLAZO PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO⁵

- Determina los planes de inversión óptimos en nuevas líneas o circuitos para suministrar la demanda prevista con el coste mínimo en un horizonte de

⁵ <https://pascua.iit.comillas.edu/aramos/TEPES.htm>

decisiones tácticas a 10-20 años. Los resultados sirven de guía para determinar la futura estructura de la red de transporte a gran escala. Los circuitos candidatos pueden ser definidos por el usuario y el modelo selecciona las decisiones óptimas entre ellos o bien el modelo es capaz de determinar automáticamente estos candidatos. Los circuitos candidatos pueden ser líneas HVAC o HVDC.

Las principales características del modelo son:

- *Dinámico*: el alcance del modelo puede ser de varios años en el horizonte de largo plazo, 2030 o 2035.

Dentro de cada año se representan jerárquicamente diferentes alcances temporales para la operación del sistema eléctrico: año, periodo, subperiodo y nivel de carga. De esta manera se puede representar de manera flexible los periodos donde evaluar la operación del sistema. Por ejemplo, horas equivalentes aisladas temporalmente o bien conjunto de días representativos.

- *Estocástico*: se consideran diversos parámetros estocásticos que pueden afectar las decisiones de expansión de la red. Se consideran escenarios de operación y de fiabilidad. Los de operación se asocian a incertidumbre en: producción renovable, demanda, aportaciones naturales y costes de combustible. Los de fiabilidad corresponden a contingencias N-1 de generación y de red.

La función objetivo incluye los costes fijos de inversión en la red de transporte, los costes variables de operación (incluyendo los costes de las emisiones) y los costes de fiabilidad asociados a las contingencias N-1 de generación y de red.

El problema de optimización se resuelve mediante el método de descomposición de Benders lo cual permite la resolución de problemas de muy gran tamaño. En este método el problema maestro propone decisiones de inversión en red y los subproblemas de operación determinan el coste de operación para esas decisiones de inversión propuestas y los subproblemas de fiabilidad la energía no suministrada asociada a las contingencias. El modelo de operación se basa en un flujo de carga en DC considerando líneas en AC y DC y con las pérdidas de red evaluadas mediante una poligonal. Las decisiones de inversión en red son binarias y la red existente se considera como punto de partida para expansión del sistema.

Los resultados principales del modelo se pueden agrupar en estos ítems:

- *Inversión*: decisiones de inversión en red y sus costes.
- *Operación*: resultados de producción por cada generador y agrupados por tecnologías (térmica, hidráulica, bombeo, renovable), consumo de combustible, vertido de VRE, vertido hidráulico, gestión hidráulica, flujos por la red, pérdidas óhmicas, ángulos de tensión en los nudos.
- *Emisiones*: emisiones de CO₂.
- *Marginal*: costes marginales de corto plazo (SRMC) y factores de carga de la red (TLF).
- *Fiabilidad*: energía no suministrada.

Los resultados se agrupan por nudo, zona área y región.

7. ROM. RELIABILITY AND OPERATION MODEL FOR RENEWABLE ENERGY SOURCES⁶

El objetivo del modelo es determinar el impacto técnico y económico de la generación variable (Variable Renewable Energy VRE) y otros tipos de tecnologías emergentes (gestión activa de la demanda, vehículos eléctricos, generación termosolar, generación fotovoltaica) en la operación del sistema a medio plazo incluyendo la fiabilidad. Los resultados son la producción de los generadores incluyendo vertido eólico, utilización de las centrales hidráulicas y de bombeo y medidas de fiabilidad. Los beneficios derivados de mejoras en las predicciones de la VRE se pueden determinar cambiando los errores de predicción y reejecutando el modelo.

A continuación, se listan las principales características del modelo:

- *Modelo de optimización estocástica diaria seguido por una simulación horaria secuencial.*

⁶ <https://pascua.iit.comillas.edu/aramos/ROM.htm>

En este modelo de programación diaria estocástica se incluyen restricciones de operación detalladas como mínimo técnico, rampas de subida y bajada y mínimo tiempo de funcionamiento y de parada de los grupos térmicos. La simulación horaria se ejecuta para el mismo día para considerar los errores de predicción de la VRE y de la demanda y el fallo de los grupos y reevaluar los resultados anteriores. Este modelado del sistema en doble etapa reproduce el mecanismo habitual de decisión del operador del sistema.

La red de transporte se representa mediante un flujo de cargas en DC con las pérdidas óhmicas aproximadas mediante una poligonal.

- *Una ejecución cronológica para evaluar cada día del año.*

Las decisiones por encima de este alcance como la gestión de la operación del bombeo semanal se hacen internamente en el modelo mediante criterios heurísticos. La gestión anual de las centrales hidráulicas viene decidida por modelos de jerarquía superior como, por ejemplo, un modelo de coordinación hidrotérmica.

- *La estocasticidad de la VRE y de las aportaciones hidráulicas se considera para múltiples escenarios mediante simulación de Monte Carlo.*

El esquema del modelo basado en una secuencia diaria de planificación y simulación es similar al de un control en ciclo abierto utilizado en teoría de control.

El modelo ha sido utilizado ampliamente en numerosos proyectos de investigación europeos y nacionales con diferentes sistemas eléctricos. En particular, ha sido utilizado en la elaboración de los planes energéticos nacionales.

8. STARNET. BULK PRODUCTION COSTMODEL⁷

Un modelo de explotación generación/red determina las variables de funcionamiento que definen la explotación del sistema que minimiza los costes variables de explotación para el alcance temporal definido. El modelo determina las decisiones binarias de asignación de los grupos de generación, así como sus produc-

⁷ <https://pascua.iit.comillas.edu/aramos/starnet.htm>

ciones y los flujos de potencia a través de la red. Se trata de un modelo de corto y medio plazo. En el corto plazo la demanda es modelada cronológicamente, mientras que en el medio plazo se trata como monótona.

También se puede considerar como modelo de programación semanal generalizada (*Generalized Unit Commitment GUC*) ya que resuelve simultáneamente los problemas de:

- *Asignación de grupos (Unit Commitment UC)*

Decide qué grupos térmicos de generación deben ser arrancados y parados y cuándo.

- *Despacho económico hidrotérmico (Hydrothermal Economic Dispatch. HED)*

Decide qué potencia debe producir cada grupo de generación (térmico o hidráulico) en cada intervalo de tiempo teniendo en cuenta la limitación de energía producible de los embalses hidráulicos.

- *Flujo de cargas óptimo (Optimal Power Flow. OPF)*

Decide qué flujos circulan por los circuitos de la red modelada como flujo de cargas en DC donde se ignoran los niveles de tensión y la potencia reactiva.

También se puede considerar como modelo de coste de explotación generación/red (*Bulk Production Cost Model BPCM*) de medio plazo para realizar previsiones económicas y de funcionamiento de los grupos de generación.

Este modelo ha sido utilizado por el operador del sistema de la República Dominicana.

9. REM. REFERENCE ELECTRIFICATION MODEL⁸

El modelo REM (Reference Electrification Model) incluye dos versiones, una para planificar la electrificación masiva de grandes territorios, y otra (llamada LREM)

⁸ <https://www.iit.comillas.edu/oferta-tecnologica/rem>

para ayudar en el desarrollo de proyectos locales de electrificación (microrredes, típicamente aisladas de la red principal).

La información necesaria para resolver estos problemas de electrificación es muy diversa y detallada. Hace falta, por ejemplo:

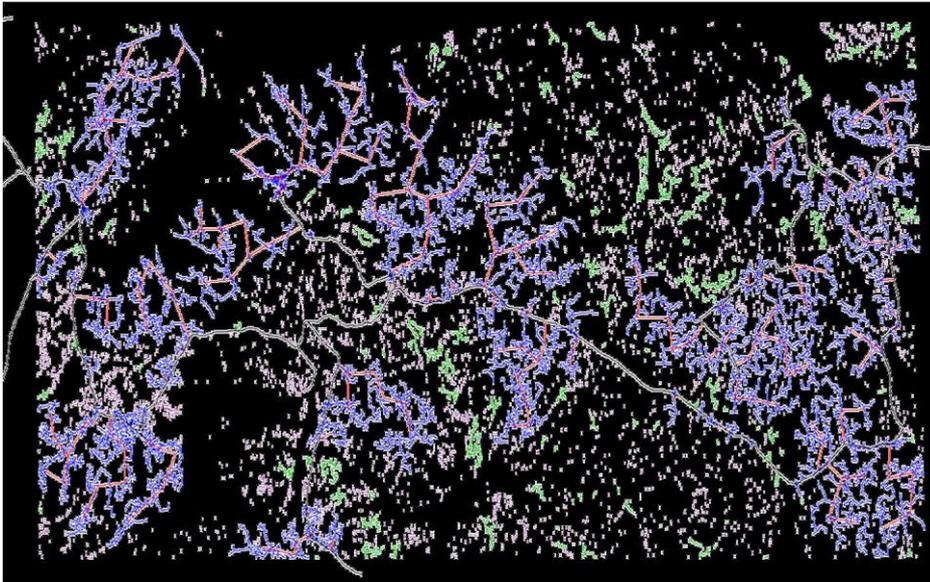
- Estimar la demanda, a nivel de consumidor individual (tipo de consumidor y perfil de consumo, localización geográfica).
- Información sobre recursos energéticos (irradiación solar, disponibilidad y coste de diésel).
- Características geográficas que afecten al tendido de líneas eléctricas y su coste (topografía, zonas prohibidas o penalizadas).
- Características y localización de la red de media y alta tensión existente (localización de puntos de conexión potenciales, coste y fiabilidad).
- Catálogo de componentes de generación y almacenamiento (paneles solares, baterías, generadores diésel, electrónica asociada).
- Catálogo de componentes para nuevas redes (líneas y transformadores).
- Parámetros financieros, sociales y técnicos que definan los criterios de optimización.

El modelo más general –electrificación de grandes áreas– incluye algoritmos de *clustering* y optimización que permiten determinar la mejor forma de cubrir la demanda, diseñando las soluciones en detalle. Los consumidores pueden quedar conectados a la red principal, o bien formando microrredes aisladas, o incluso aislados –asignándoles sistemas individuales de distintos tamaños y configuraciones, según su demanda. En la figura 3 se muestra un ejemplo de solución: los conectados en azul, microrredes en verde, y el resto son consumidores aislados.

La solución proporcionada es la de mínimo coste, traduciendo la calidad de servicio a costes de energía no suministrada. El usuario puede probar con distintos

Figura 3

Electrificación de una red



criterios, catálogos de componentes, preferencias, escenarios y parámetros, para ayudar a una planificación robusta, basada en datos objetivos y análisis de sensibilidad.

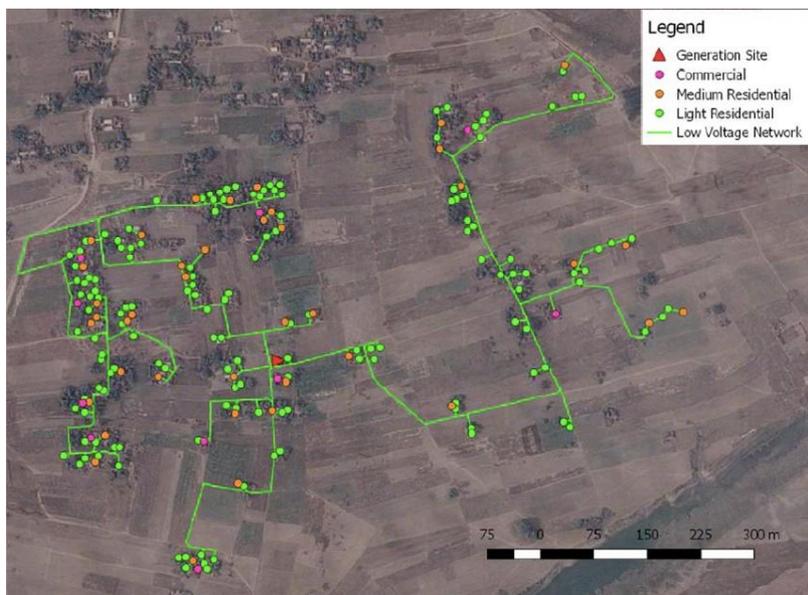
Para complementar al modelo se han desarrollado herramientas auxiliares, tales como analizadores de imágenes de satélite para identificar edificios, generadores de perfiles de demanda en función de uso de aparatos, o procesadores de resultados para facilitar la generación de informes. Los diseños de salida son georreferenciados, y pueden representarse sobre una herramienta GIS.

El modelo REM es único en su tipo: ningún otro modelo de planificación masiva de electrificación, existente hasta la fecha, es capaz de llegar al nivel de granularidad de consumidores individuales (cientos de miles) y de diseño detallado de redes e instalaciones de generación/almacenamiento de microrredes.

El modelo LREM usa parte de las funcionalidades de REM para centrarse en el diseño detallado de soluciones locales, de tamaño mucho más reducido (del

Figura 4

Electrificación de una red local



orden de cientos o miles de consumidores). Por eso permite un nivel de detalle aún mayor, por ejemplo, en cuanto al número de tipos de consumidores distintos, los modelos financieros que maneja, o el trazado detallado de redes siguiendo de las calles/caminos de una aldea (véase la figura 4).

LREM incluye las siguientes características relevantes:

- Optimización conjunta de la inversión en generación y red, y la operación (despacho).
- Análisis financiero que puede ajustarse específicamente para proyectos de microrredes rurales.

LREM puede usarse para estudios de ingeniería preliminares, con su estimación de costes, y por tanto para analizar posibilidades de inversión/concesión y viabilidad a medio plazo (útil por tanto para emprendedores e inversores en países en desarrollo, además de para grandes compañías distribuidoras, ONG o administraciones).

10. RNM. REFERENCE NETWORK MODEL⁹

El Reference Network Model (RNM) es un modelo de planificación de redes eléctricas de distribución de gran escala. Hay dos grandes tipos de versiones, *greenfield* y *brownfield*, cada una de ellas con algunas variantes asociadas a proyectos e interfaces concretos.

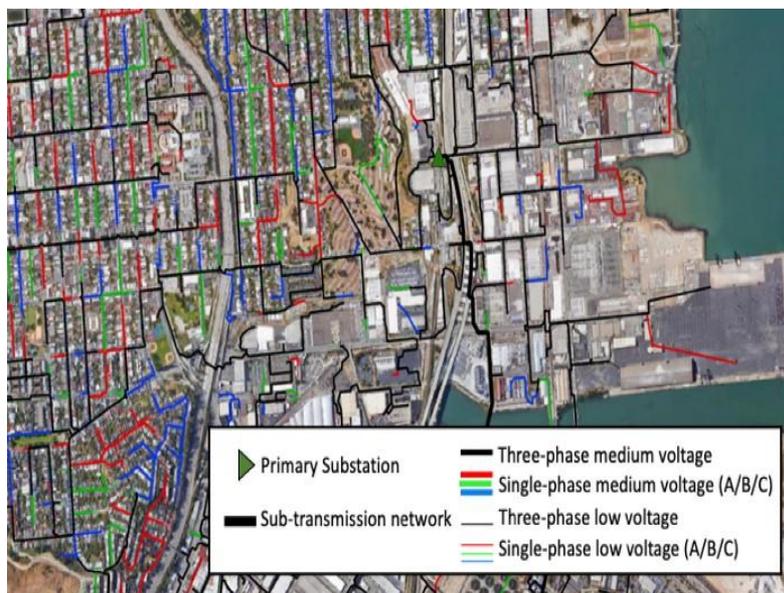
- Las versiones *greenfield* generan redes pseudoóptimas incluyendo alta, media y baja tensión, que conectan subestaciones de transporte con consumidores individuales (varios cientos de miles de consumidores en un solo caso, varios millones combinando casos). Estas redes de distribución eléctrica sintéticas –pero muy realistas– pueden servir como caso de estudio para evaluar algoritmos eléctricos (por ejemplo, flujos de carga), o para facilitar estudios detallados de todo tipo, con resultados cuantitativos extrapolables a redes reales. Se ha utilizado a menudo como estimador de una red real desconocida, partiendo de la localización de los edificios y de las subestaciones de transporte. De hecho, su origen se debe a la necesidad de estimar objetivamente los costes asociados a la distribución eléctrica en una región dada, independientemente de las particularidades o historia de la empresa encargada de dicha distribución.
- Las versiones *brownfield* (o incrementales) parten de una red inicial sobre la que se diseñan escenarios de expansión futuros, variando elementos de la red como consumo/generación, nuevos clientes o la incorporación de recursos energéticos distribuidos. El objetivo de un modelo *brownfield* es evaluar el impacto técnico y económico de conectar elementos adicionales a una red de distribución existente.

RNM se ha utilizado tradicionalmente para modelar redes europeas. Recientemente se ha desarrollado también la versión RNM-US de la versión *greenfield* adaptada para redes en Norteamérica, que modela sus características diferenciadoras como los alimentadores monofásicos, las configuraciones específicas de los transformadores de distribución y de la red de baja tensión (secundarios), o el uso masivo de reguladores de tensión. El modelo se ha utilizado –por ejemplo– para diseñar una red de distribución sintética en la bahía de San Francisco con

⁹ <https://www.iit.comillas.edu/oferta-tecnologica/rnm>

Figura 5

Planificación de la red de distribución



10 millones de nudos eléctricos. Siendo la red de gran escala, las redes diseñadas por el modelo tienen mucho detalle.

El modelo RNM puede utilizarse tanto directamente a partir de los clientes como identificando la localización de los clientes a partir de callejeros disponibles en la red. Las redes diseñadas por el modelo pueden superponerse a imágenes de satélite o callejeros reales (véase figura 5). El modelo construye la red de abajo a arriba, partiendo de la localización y demanda de los clientes, localizando y dimensionando centros de transformación para abastecerlos, diseñando la baja tensión, localizando y dimensionando subestaciones, y diseñando finalmente la red de media y alta tensión.

Debido a su gran potencial, capacidad y robustez, el modelo RNM se ha utilizado en múltiples proyectos y estudios, tanto en el IIT como en otras instituciones (como por ejemplo el MIT).