

**RESPUESTA DE LA DEMANDA SOBRE TARIFAS DE ENERGÍA
ELÉCTRICA MEDIANTE ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS EN
MICRORREDES INTELIGENTES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
RESPUESTA DE LA DEMANDA SOBRE TARIFAS DE ENERGÍA
ELÉCTRICA MEDIANTE ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS EN
MICRORREDES INTELIGENTES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA**

**AUTOR:
RODNEY FABIAN PACHACAMA PAREDES**

**DIRECTOR:
EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

Quito, enero 2020

Rodney Fabian Pachacama Paredes

RESPUESTA DE LA DEMANDA SOBRE TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS EN MICRORREDES INTELIGENTES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Rodney Fabian Pachacama Paredes (Y'1992-M'05). Estudiante de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito. Áreas de interés: Generación distribuida, respuesta de la demanda, Mercados eléctricos y Sistemas eléctricos de potencia. rpachacamap@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Edwin Marcelo García Torres (Y'1978 -SM10). Se graduó en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana y de Máster en Gestión de Energía. Actualmente se encuentra trabajando para su doctorado en Ingeniería con la Universidad Pontificia Bolivariana. Área de interés: respuesta a la demanda, sistemas de automatización. Actualmente es miembro del Girei (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group). egarcia@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2020 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Edwin Marcelo García Torres declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*RESPUESTA DE LA DEMANDA SOBRE TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS EN MICRORREDES INTELIGENTES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA*” realizado por Rodney Fabian Pachacama Paredes obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., enero de 2020



Edwin Marcelo García Torres

C.C.: 1803087400

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Rodney Fabian Pachacama Paredes, con documento de identificación N°1721074316, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación intitulado: *RESPUESTA DE LA DEMANDA SOBRE TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS EN MICRORREDES INTELIGENTES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito D.M., enero de 2020



.....
Rodney Fabian Pachacama Paredes

C.C.: 1721074316

1. ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN	2
2	MARCO TEÓRICO	3
2.1	Mercados eléctricos	3
2.1.1	Modelo power pool markets (PP)	4
2.2	Microrredes	4
2.2.1	Microrredes conectadas a la red	5
2.2.2	Microrredes aisladas	6
2.3	Clasificación de las microrredes	6
2.3.1	Microrredes en corriente alterna (AC)	6
2.3.2	Microrredes híbridas	6
2.4	Tipos de generación	6
2.4.1	Generación eólica	6
2.4.2	Generación fotovoltaica	7
2.4.3	Generación CHP	7
2.4.4	Baterías	7
2.5	Demanda eléctrica	8
2.6	Asignación de recursos	8
2.7	Respuesta a la demanda	8
2.7.1	Respuesta al cliente	8
2.7.2	Beneficios de la respuesta de la demanda	9
3	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	9
4	PSEUDOCÓDIGO	9
5	CASO DE ESTUDIO	10
5.1	Comportamiento de las fuentes de generación	10
6	ANÁLISIS DE RESULTADOS	11
7	CONCLUSIONES	15
8	TRABAJOS FUTUROS	15
9	REFERENCIAS	15
9.1	Matriz del estado del arte	19

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Microrred híbrida	6
Figura 2.	Demanda eléctrica horaria	8
Figura 3.	Comportamiento del SoC	10
Figura 4.	Variación del 0%	11
Figura 5.	Precio del mercado en 0%	11
Figura 6.	Variación del 4%	11
Figura 7.	Precio del mercado en 2%	11

Figura 8.	Variación del 8%	12
Figura 9.	Precio del mercado en 4%	12
Figura 10.	Variación del 10%	12
Figura 11.	Precio del mercado en 6%	12
Figura 12.	Variación del 10%	12
Figura 13.	Precio del mercado en 8%	13
Figura 14.	Variación del 10%	13
Figura 15.	Precio del mercado en 10%	13
Figura 16.	Comportamiento dentro de la variación en la respuesta de la demanda ..	14
Figura 17.	Comportamiento del costo total	14
Figura 18.	Precios dinámicos en el mercado	14

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Costos de generación renovable	3
Tabla 2.	Beneficios de la respuesta de la demanda	9
Tabla 3.	Pseudocódigo de la respuesta de la demanda	9
Tabla 4.	Matriz del estado del arte	19

RESPUESTA DE LA DEMANDA SOBRE TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE LA ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS EN MICRORREDES INTELIGENTES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA

Resumen

En el presente documento se analiza la asignación óptima de recursos en una microrred inteligente conectada a la red eléctrica, tomando en cuenta el impacto que se tiene sobre el suministro eléctrico, por el comportamiento oscilatorio de las fuentes de energía (renovable y los sistemas de almacenamiento), debido características propias de cada tecnología y a agentes externos que modifican la potencia que se entrega al sistema. Además, se aplica un modelo de mercado que permite calcular los valores de la energía eléctrica con la participación de los usuarios por medio de la respuesta de la demanda, la cual se encuentra en función de los costos variables y la disponibilidad de las generadoras que participan dentro del despacho económico, con tarifas de energía fijadas por el mercado eléctrico o por subastas internacionales de energía. Esto a su vez, permite determinar los precios dinámicos en la microrred a partir de los recursos entregados por las fuentes de generación no convencionales.

Palabras Clave: Respuesta de la demanda, Asignación de recursos, Generación distribuida, Energías no convencionales, Despacho económico, Microrred.

Abstract

This document analyzes the allocation of optimal resources in an intelligent microgrid connected to the electric network, taking into account the impact on electricity supply, by the oscillatory behavior of energy sources (renewable and storage systems), due to the specific characteristics of each technology and the external agents. that modify the power delivered to the system. In addition, a market model is applied that allows the calculation of the values of the electric energy with the participation of the users through the response of the demand, which is based on the variable costs and the availability of the generators that participate in the economic dispatch, with energy rates established by the electricity market or international energy auctions. This, in turn, also makes it possible to determine the dynamic prices in the microgrid from the resources delivered by unconventional generation sources.

Keywords: Demand response, Resource allocation, Distributed generation, Non-standard energies, Economic dispatch, Microgrid.

1. Introducción

Alrededor del mundo la energía se manifiesta de diversas maneras, de las cuales se puede extraer el recurso con el uso de tecnologías y procesos elaborados de transformación. Los recursos energéticos pueden ser renovables (ERNC), es decir aquellos que, a pesar de un uso continuo, pueden regenerarse de una forma natural, y también existen los recursos no renovables, los cuales no pueden regenerarse en un intervalo de tiempo corto y por lo tanto necesitan en muchas ocasiones millones de años para hacerlo.

Por esta razón, las políticas de diversos países se están modificando para dar prioridad al uso de ERNCs, lo que conlleva a que se desarrollen nuevas tecnologías que aprovechen las ventajas que brindan estas fuentes energéticas. En la actualidad la capacidad de la energía renovable en el mundo aumentó un 7.9%, con un mayor incremento en tecnologías del tipo solar y eólico. Esto significa que la tercera parte de la capacidad en generación de potencia proviene de las ERNCs [1].

Estos cambios provocan que se reestructure el sector eléctrico a nivel mundial, con el objetivo primordial de crear un entorno competitivo y la libertad de elección de los demandantes, en un afán para mejorar los precios, la calidad del servicio y continuidad del suministro de electricidad [2].

Si juntamos el cambio progresivo del sector eléctrico, con nuevas estructuras de mercado, el auge de las ERNCs, el crecimiento de la demanda y el buscar una manera óptima para reducir costos, podemos encontrar la solución con la implementación de microrredes inteligentes, ya que al tener la capacidad de funcionar de una manera independiente a la red, el poder autoabastecerse y debido a su cercanía con el usuario elimina el uso de un enorme sistema de transmisión, lo que representa un gran ahorro para el usuario y el distribuidor [3] [4].

Las microrredes (MG) se pueden considerar como generadoras, brindando fiabilidad, por

la capacidad de estabilizar el sistema eléctrico frente a caídas de frecuencia y voltaje en los terminales (MG conectadas a la red), y además tienen una gran confiabilidad por la capacidad de operar durante eventos transitorios [5] [6].

También es importante mencionar que en los últimos años la línea de investigación y desarrollo en las MG ha permitido interconectar una variedad de unidades de generación cercanas entre sí, lo que a su vez se denominó como generación distribuida (DG) [7] [8].

La DG es muy común en las microrredes ya que incorpora una gran variedad de tecnologías, en su mayoría energías renovables, las cuales son más seguras que las tradicionales [9]. La coordinación exitosa entre todas las fuentes de generación eléctrica conlleva un gran reto, por lo tanto el mecanismo de control es imprescindible para una operación estable y económicamente rentable [10].

A esto se le debe sumar la coordinación del sistema en la asignación de potencia para cumplir con la demanda, mediante una estrategia que maximice los beneficios de los recursos renovables y dispositivos de almacenamiento dentro de un modelo de mercado [11].

En el mercado mayorista la participación de las MG se realiza por lo general en el momento (tiempo real) por medio de una cartera de recursos, pero a escala pequeña, ya que aún se siguen creando regulaciones para su participación activa [12]. Por lo tanto, uno de los principales temas o mecanismos en las microrredes es buscar, analizar y desarrollar técnicas o metodologías para la comercialización con la integración de múltiples sistemas, donde se logre incluir la operación de mercados descentralizados de energía, para tratar de intervenir de manera liberalizada y a su vez se le permita al consumidor elegir el agente o distribuidor, permitiendo la competencia [13][14]. Con

estas posibilidades se amplía cada vez más las ventajas para el uso de esta tecnología.

Para poder realizar el estudio del mercado que involucre a las MR, son necesarios los costos generación eléctrica, los cuales a nivel mundial se estiman de acuerdo con el comportamiento de la oferta y la demanda, además pueden ser alterados por la tecnología que se requiere (hidráulica, eólica, fotovoltaica, etc.) y la localización de la instalación [15]. Estas condicionantes provoca que despacho económico se vea afectado, ya que se dará prioridad a las energías más baratas, siendo estas en la actualidad las renovables [16].

En la puesta en marcha de un suministro de energía eléctrica se toma en cuenta los costos totales (reales) de energía, los cuales son la suma de valores fijos y variables, donde los costos fijos son aquellos que pese a la capacidad del proceso no varían (lo necesario para mantener la generación disponible), mientras que los costos variables si cambian y representan a la inversión que se realiza en mantenimiento y operación para la producción de energía eléctrica [17].

En la última década los avances tecnológicos, permitieron que los precios de las ERNCs se reduzcan y que se fomente su uso en muchos países [18]. Esto ayudo a que su utilización sea mayor en las microrredes y por lo tanto estén más cerca de la demanda, reduciendo las pérdidas que se tenían por transmisión [19] [20]. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), es necesario establecer un escenario en donde las políticas energéticas motiven a la generación por fuentes alternativas renovables de gran eficiencia, por lo tanto es un enfoque de reducción de costos a largo plazo [21].

En Ecuador los precios son establecidos por un agente regulador del sector eléctrico ARCONEL, el cual dicta las políticas que deben tomar las generadoras para una producción horaria diaria, dentro de plazos de despacho que se establecen por el operador

nacional, los valores que se toman también obedecen a subastas de energía.

Tabla 1. Costos de generación renovable [22].

CENTRALES	PRECIO (USD/kWh)
EÓLICAS	0.056
FOTOVOLTAICAS	0.058
BIOMASA Y BIOGAS	0.062
GEOTÉRMICAS	0.072
BATERIAS	0.061

En este documento plantea el análisis de precios dinámicos en el mercado debido a la variación de la respuesta de la demanda con una óptima asignación de recursos en un periodo de tiempo determinado. El algoritmo que se propone permitirá modelar un sistema que minimice el costo total dentro de una microrred inteligente que utiliza fuentes convencionales y no convencionales, afectado directamente por el comportamiento del mercado eléctrico.

2. Marco teórico

2.1 Mercados eléctricos

Uno de los principales temas en MG es buscar y desarrollar técnicas para la comercialización con la integración de múltiples sistemas incluyendo la operación de mercados descentralizados de energía, donde se trata operar de manera liberalizada y se le permite al consumidor elegir el agente o distribuidor [13]. Para lograr un entorno competitivo se crean diferentes políticas y transacciones dentro del mercado, donde existen tres modelos basados en el tipo de transacción que se realiza: pool, bilateral e híbrido [23].

En el modelo Pool todas las compañías que suministraran energía eléctrica ofertan precio-cantidad para abastecer la demanda eléctrica, donde los precios ofertados pueden basarse en costos variables impuestos en el

mercado a distintos tipos de generación eléctrica [24].

En el modelo de mercado Pool se puede operar de 3 maneras, diaria (establece el precio y la cantidad de energía a despachar por el cruce entre la oferta y la demanda), de forma intra diaria (compra y venta de manera continua en el día) o de largo plazo (mercado a futuro con subastas de energía).

En el modelo bilateral en cambio los contratos de suministro eléctrico se establecen libremente donde los vendedores normalmente son generadores y los distribuidores o consumidores legibles son compradores [24]. Estos contratos también se pueden usar para gestionar el riesgo del mercado y ofrecer estabilidad financiera a los ofertantes y precios bajos a los demandantes en comparación con la volatilidad de precios en el mercado [25].

Mientras que en el modelo híbrido combina las características de pool y bilateral, ofreciendo facilidad a los clientes para comprar electricidad a proveedores en el mercado de contratos [26]. En este tipo de mercado se esperan diversas transacciones entre ofertantes y demandantes para operaciones más flexibles y económicas. La viabilidad de las transacciones se dan con respecto a las condiciones de operación del sistema, se evalúan antes del tiempo programado [23].

Estos modelos son la base en el mercado eléctrico mayorista, donde existe un organismo central que dirige y coordina para tener una economía eficiente [27].

La aplicación de estos mercados dentro de los países, se lo consigue con la implementación regulaciones, controles y reformas propias de la realidad económica y social del lugar, en la gran mayoría de los casos se desarrollan políticas medioambientales para fomentar el uso de fuentes renovables no convencionales, con beneficios económicos a los ofertantes y constructores tanto nacionales como internacionales.

2.1.1 Modelo power pool markets (PP)

Este modelo se define como un mercado centralizado, donde los compradores y vendedores pueden ofertar para transacciones de cantidades de energía. Los principales puntos de acuerdo a [28] que se deben tener en cuenta son:

- Todas las unidades despachadas reciben un precio de compensación del mercado.
- La compensación es independiente de los costos de producción o de los precios de oferta.

Por lo tanto, es necesario un mecanismo para fijar los precios de la energía, donde las MG participan en los procesos de licitación para liquidar mercado. El despacho en este modelo se lo puede realizar diariamente, esto proporciona un mecanismo de corto plazo de los precios en tiempo real.

Dentro del power pool con comercio diario, los precios deben ser iguales a aquellos que se presentan en tiempo real, caso contrario sería una pérdida para el comerciante. Y si nos referimos a las transacciones reales los grados de riesgo aumentan, dependiendo de la naturaleza de la inversión. De esta forma se puede obtener una aproximación del comportamiento de los precios como se puede observar en la ecuación (1).

$$P_{DAH}(t) = P_{REAL} + CT \quad (1)$$

Donde:

P_{DAH} : Precio del mercado (USD).

P_{Real} : Precio despachado en tiempo real (USD).

CT : Costos de transacción (USD).

2.2 Microrredes

Esta tecnología nace como una posibilidad para reemplazar a los sistemas tradicionales de distribución eléctrica, y con su aplicación se logra reducir pérdidas, evitar el trazado, y abaratar el mantenimiento para tener una adecuada gestión energética. Las microrredes

se han identificado como un componente clave de la red inteligente para mejorar la confiabilidad y la calidad de la energía eléctrica, además para aumentar la eficiencia energética del sistema y proporcionar la posibilidad de independencia de la red a los sitios de usuarios finales individuales [29].

En muchos países existen cambios normativos y tecnológicos para la producción de energía eléctrica, esto incluye la implementación de sistemas renovables e incentivos económicos. Esto permite la aparición de sistemas de generación en el sitio (en el lugar) o también llamados recursos de energía distribuida (DER por sus siglas en inglés).

Los pequeños generadores de energía basados en recursos de energía distribuida, se convirtieron en una opción prometedora para satisfacer y solucionar la necesidad de energía eléctrica y térmica con énfasis en la confiabilidad y la calidad de la energía [30].

La creciente integración de energías renovables dio como resultado sistemas híbridos por la integración con sistemas de generación convencional, y a su vez esta combinación garantiza la continuidad del suministro eléctrico.

La arquitectura de una MG de manera general consta de DG, almacenamiento y cargas, pero si ampliamos esta estructura de acuerdo a [31], tendremos:

- Diversas generadoras renovables (mayoría) y no renovables (una o más).
- Sistema de almacenamiento (baterías).
- Sistema de condicionamiento de la potencia (inversores, rectificadores, reguladores de carga).
- Sistema de control y regulación.
- Usuarios (carga).

Por lo tanto a las microrredes se les consideran como pequeñas islas cercanas a la ubicación del cliente, donde se incluye partes

del sistema local de distribución de servicios públicos que tienen al menos un recurso de energía distribuida (DER) y cargas asociadas [32].

En las MG la topología del sistema suele ser generalmente en baja tensión y posteriormente se ubica una subestación PCC (point of common coupling), el cual debe admitir una transición o cambio suave entre los modos “on” – “off”, además de habilitar la sincronización en el instante de la reconexión a la red de distribución [5]. Estas características que poseen las microrredes brindan diversas ventajas como:

- El suministro de energía se mantiene durante desastres naturales, apagones, etc.
- La calidad del servicio mejora con la disponibilidad y continuidad de energía.
- Los costos de pérdidas en transmisión y distribución se reducen, lo que aumenta la eficiencia.
- Permite un gran acceso a distintos tipos de generación eléctrica, ampliando de esta manera la matriz energética.
- A futuro, estas estructuras se verán atractivas para empresas, mejorando eventualmente la economía local y crecimiento laboral.

2.2.1 Microrredes conectadas a la red

Cuando una microrred se conecta a la red, se debe controlar el flujo de energía a través de un PCC, el cual es un punto en el sistema eléctrico donde se pueden conectar múltiples clientes o cargas eléctricas[33]. El control del flujo se lo realiza para el balance de oferta-demanda, el cambio de diseño a futuro y para la planificación de la red debido a la introducción de la DG [34] [35]. Además, el PCC debe ser accesible para el consumidor y la empresa que ofrece el servicio (distribuidora), pese a que en muchos casos este punto común es considerado un lugar de

medición, entrada de servicio o transformador de la instalación [36].

2.2.2 Microrredes aisladas

La existencia de las microrredes aisladas se debe a que el abastecimiento eléctrico en zonas geográficamente remotas resultaría muy caro y poco fiable, por lo tanto, su aplicación se extiende sobre lugares rurales donde es posible alimentar a las cargas locales sin el uso de la red de distribución [37]. Mientras que, en MG conectadas a la red los (DER) interactúan con la red eléctrica.

2.3 Clasificación de las microrredes

2.3.1 Microrredes en corriente alterna (AC)

Este tipo de microrredes resultan ser factibles con todos los tipos de DG, ya que los DER y las cargas están conectados a un bus de AC común (usado para abastecer a una mayor cantidad de usuarios). El sistema principal puede ser de corriente alterna o corriente continua.

Parte de la red que consta de las unidades DG y los circuitos de carga puede formar un pequeño sistema de energía eléctrica de AC aislado, es decir, una microrred de AC [38].

En la actualidad varios sistemas en AC se implementaron en varios países con unidades de DG renovable.

2.3.2 Microrredes híbridas

La red híbrida consta de sistemas en AC y DC conectadas entre sí por convertidores multidireccionales. En este tipo de estructura se reducen los procesos de conversiones inversas múltiples en un red de AC o DC [39], por lo tanto se facilita la conexión de varias fuente. Un claro ejemplo se tiene en la Figura 1.

2.4 Tipos de generación

2.4.1 Generación eólica

En este tipo de generación se utiliza la velocidad del viento, el cual es resultado del movimiento continuo del aire debido a variaciones en la presión atmosférica [40], la magnitud de este gradiente (variación) dará como resultado una mayor fuerza en el viento (wind power), el cual ya puede ser utilizado para producir energía. Además de esta fuerza la generación eólica depende de muchos otros factores relevantes como las condiciones geográficas, el efecto Coriolis

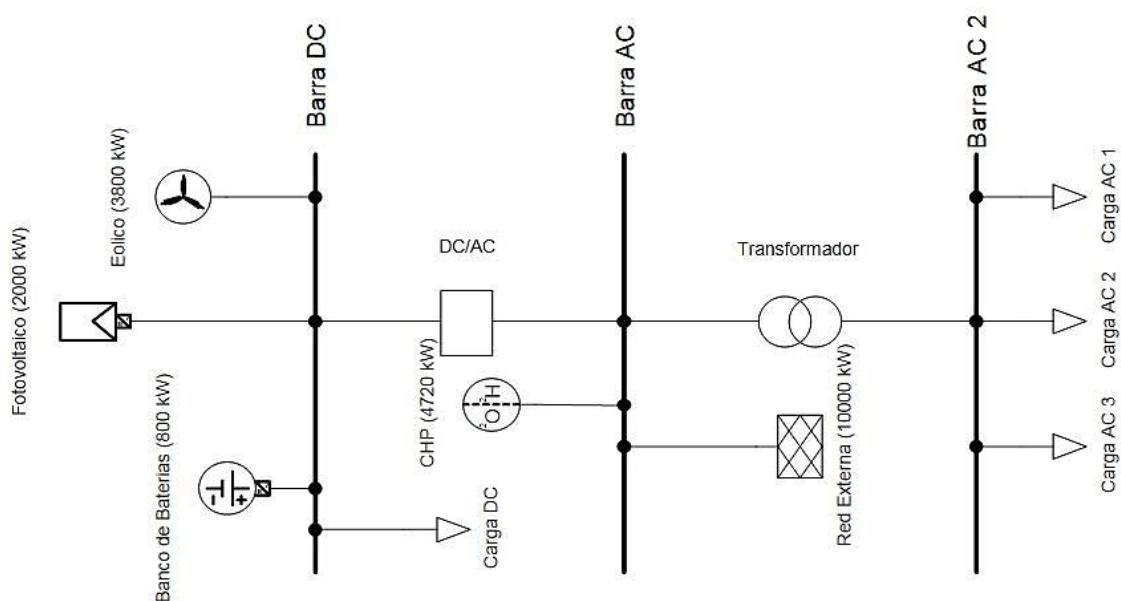


Figura 1. Microrred híbrida.

debido a la rotación de la Tierra y las variaciones extremas de temperatura. En la ecuación (2) se obtiene la energía basada en mediciones horarias de la velocidad del viento, teniendo en cuenta el uso de una turbina de eje horizontal.

$$E_w = \frac{1}{2} A \cdot \eta \cdot Cp \cdot \rho \cdot u^3 \quad (2)$$

Donde:

A : Área de barrido de las palas del generador (m^2).

η : Eficiencia mecánica y eléctrica de la turbina.

Cp : Coeficiente de potencia máximo de una turbina ideal de eje horizontal.

ρ : Densidad del aire (kg/m^3).

u : Velocidad del viento (m/s).

2.4.2 Generación fotovoltaica

En la actualidad la energía solar es muy utilizada para diversos procesos de generación, usualmente se divide en dos grandes áreas, solar térmica en donde se usa al sol como una fuente directa de energía calorífica permitiendo calentar líquidos, mientras que la segunda área es la electricidad solar, la cual convierte la irradiación en energía eléctrica. Las instalaciones fotovoltaicas pueden ser categorizados como aislados y conectados a la red. Los sistemas aislados son aquellos que no alimentan a la red y generalmente son utilizados en áreas remotas, mientras que en los conectados a la red, la energía en DC de las células solares pasa a través de un inversor y retroalimenta el sistema de distribución [41]. La energía estimada de una planta fotovoltaica es calculada con la ecuación (3).

$$E_F = \frac{I_r \cdot P_p \cdot PR}{G} \quad (3)$$

Donde:

P_p : Potencia pico de la instalación (W).

I_r : Irradiación horaria sobre el plano (Wh/m^2).

G : $1 \frac{kW}{m^2}$

PR : Rendimiento energético de la instalación, donde se toma en cuenta factores como la eficiencia del inversor, pérdidas del cableado y rendimiento de acuerdo con la temperatura.

2.4.3 Generación CHP

El término CHP (Combined Heat and Power) por sus siglas en inglés, describe a la generación de electricidad a partir de una sola fuente de calor residual recuperable. En la actualidad los sistemas CHP pueden tener una eficiencia de conversión de más del 90%, dependiendo del combustible utilizado [42].

Uno de los sistemas utilizados para este tipo de generación es por medio del biogás, en la ecuación (4) y (5) Chauhan & Saini proponen el modelo [43].

$$P_{BGS} = \frac{TBG \cdot CV_{BG} \cdot \eta_{BGS}}{860 \cdot ohpd} \quad (4)$$

$$E_{BMS} = P_{BGS} \cdot fc \cdot hora \quad (5)$$

Donde:

P_{BMS} : Producción horaria del sistema de biogás (W).

TBG : Total de biogás generado ($\frac{m^3}{dia}$).

CV_{BG} : Valor calorífico de la biomasa ($4700 kcal$).

η_{BGS} : Eficiencia de conversión global del sistema de biogás a la producción eléctrica.

$ohpd$: Horas de operación por día.

E_{BMS} = Producción de energía por biomasa ($W - día$).

fc = Factor de capacidad.

2.4.4 Baterías

Tanto para una instalación fotovoltaica como para una eólica, el almacenamiento es algo primordial debido a que la generación llega a ser intermitente por agentes externos como el clima. Esta energía almacenada puede ser útil

para suministrar electricidad cuando sea necesario, y almacenar excedentes de la generación. El comportamiento se caracteriza por el SOC (state of charge por sus siglas en inglés), este estado se puede obtener por [44].

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{E_{wind}(t) + E_S(t) - E_L(t)}{V_b \cdot C_b} \quad (6)$$

Donde:

E_L : Demanda de energía eléctrica en un tiempo determinado (Wh).

V_b : Voltaje de la batería (V).

C_b : Capacidad del banco de baterías (Ah).

E_{wind} : Energía eólica (Wh).

E_S : Energía fotovoltaica (Wh).

Si la energía fotovoltaica y eólica generada excede la carga, entonces las baterías se cargan (7).

$$E_{wind}(t) + E_S(t) > E_L(t) \quad (7)$$

Si la energía fotovoltaica y eólica generada es insuficiente para suministrar carga, entonces las baterías se descargan (8).

$$E_{wind}(t) + E_S(t) < E_L(t) \quad (8)$$

2.5 Demanda eléctrica

La demanda eléctrica representa la tasa de uso de electricidad o por cantidad de energía que se necesita en un tiempo determinado [45]. Por lo general, es representada por una curva con oscilaciones en horas, días u estaciones, dependiendo de la productividad que tienen las plantas de generación [46] [47]. Las distribuidoras miden continuamente el uso de electricidad en los ciclos determinados y de esta manera pueden analizar la proporción de energía que se requiere para los clientes [48].

Para el caso de estudio se analiza la demanda horaria de la isla Santa Cruz en Galápagos en el mes de diciembre, con estos datos (Figura 2) se puede visualizar los

puntos máximos y mínimos y por ende se podrá realizar la asignación de recursos energéticos que tenemos y como se comportaran de acuerdo con la capacidad que tienen para entregar al sistema.

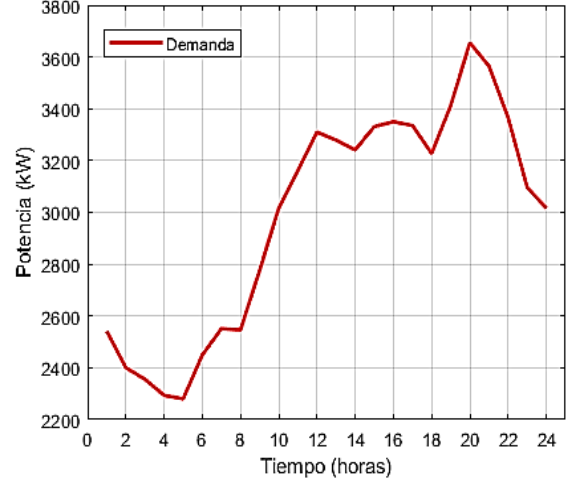


Figura 2. Demanda eléctrica horaria.

2.6 Asignación óptima de recursos

En una asignación de recursos es necesario un modelo que permita destinar la potencia que suministran las unidades de generación a lo largo de una curva base de demanda, teniendo en cuenta su restricción de disponibilidad en el tiempo determinado. El algoritmo utilizado para la optimización de los recursos los distribuye de acuerdo con la capacidad de generación P_{GEN} y al costo variable CV_{gen} , haciendo uso de programación no lineal.

2.7 Respuesta de la demanda

Con la respuesta a la demanda se puede reducir el consumo de electricidad en base a una curva base (patrón), aliviando a la red en horas pico por la reducción de la carga, de esta manera ayuda al sistema a evitar sobrecargas.

2.7.1 Respuesta al cliente

Existen 3 acciones que involucran al cliente y las que se toma en cuenta al costo y a las mediciones que se puedan obtener [49]. La primer acción que se puede tomar es el

reducir el consumo durante picos críticos en periodos de tiempo determinados, esta opción involucra una pérdida temporal del confort.

En la segunda acción los usuarios cambian operaciones de alto consumo a actividades de baja actividad, por lo tanto, el cliente no tendrá pérdidas técnicas y económicas. En la última respuesta al cliente, los propios usuarios generan su energía y experimentan un cambio pequeño en el comportamiento del uso de electricidad.

2.7.2 Beneficios de la DR

De acuerdo con [49] [50] los beneficios asociados con la respuesta a la demanda son:

Tabla 2. Beneficios de la DR.

Participación
<ul style="list-style-type: none"> •incentivos. •ahorro de cuentas.
Extensión del mercado
<ul style="list-style-type: none"> •minimización de precios. •aumento de la capacidad.
Rendimiento de los mercados
<ul style="list-style-type: none"> •reducir el poder del mercado. •opciones a clientes. •reducir la volatilidad de los precios.

3. Planteamiento del problema

Para resolver el problema se plantea un modelo de mercado tipo Pool que permita determinar el mínimo el costo de la energía que se suministra por cada unidad de generación convencional, no convencional o banco de baterías, considerando el comportamiento en un rango de tiempo. Las variables que corresponden a los fuentes de generación serán el costo que tiene cada generadora ($CV_{gen}(i)$), y la potencia que entrega ($P_{PH}, P_{EO}, P_{BT}, P_{CHP}, P_{GRD}$) en cada intervalo de tiempo (t_n). Estas variables permitirán calcular la asignación de recursos

(As), partiendo de una matriz de generación (P_{GEN}) que distribuye la disponibilidad de potencia en el tiempo.

Con el resultado de la asignación de recursos, se debe responder a la participación que tengan los usuarios por la respuesta a la demanda (RD), la cual varía por la reducción o aumento de los picos en función de un valor porcentual de área (α). Finalmente, se determinan los precios dinámicos (P_{DAH}) de la energía en la microrred y se comparan entre sí para obtener el resultado más económico.

Para el desarrollo de los diversos problemas de optimización se utilizó GAMS/CONOPT, ya que es el más adecuado y confiable para la resolución de modelos con restricciones no lineales.

4. Pseudocódigo

Tabla 3. Pseudocódigo de la respuesta de la demanda.

Algoritmo respuesta de la demanda
Paso 1: Inicio
Paso 2: Ingreso de datos de sistemas de generación, carga.
Paso 3: Asignación de valores. t, CV_{gen}, VDR_{dem}
Paso 4: Desarrollo de la matriz de generación en cada intervalo de tiempo.

$$P_{GEN} = \begin{bmatrix} P_{PH}(t_1) & P_{PH}(t_2) & \cdots & P_{PH}(t_n) \\ P_{EO}(t_1) & P_{EO}(t_2) & \cdots & P_{EO}(t_n) \\ P_{BT}(t_1) & P_{BT}(t_2) & \cdots & P_{BT}(t_n) \\ P_{CHP}(t_1) & P_{CHP}(t_2) & \cdots & P_{CHP}(t_n) \\ P_{GRD}(t_1) & P_{GRD}(t_2) & \cdots & P_{GRD}(t_n) \end{bmatrix}$$

Paso 5: Desarrollo de la asignación de recursos.

$$As(i, t) = \min \sum_{i=1}^m \sum_{t=0}^n P_{GEN}(i, t) \cdot CV_{gen}(i)$$

$$\sum_{i=1}^m P_{GEN}(i, t) \leq Dem(t)$$

Paso 6: Aplicación de la respuesta a la demanda.

$$RD(i, t) = \sum_{t=0}^n As(i, t) \pm \alpha$$

Paso 6.1: Genera valores para picos máximos.

$$As(i, t) = As(i, t)_{\max \text{ peak}} - \alpha$$

$$\forall As(i, t) > R$$

Paso 6.1: Genera valores para picos mínimos.

$$As(i, t) = As(i, t)_{\min \text{ peak}} + \alpha$$

$$\forall As(i, t) < R$$

Paso 7. Se desarrolla la nueva asignación de recursos con $RD(i, t)$

Paso 8: Gráfica $RD(i, t)$

Paso 9: Aplicación del modelo del mercado

$$P_{DAH}(t) = P_{REAL} + CT$$

Paso 9: Fin

5. Caso de estudio

La variación de la respuesta a la demanda en pequeños porcentajes (2%, 4%, 6%, 8% y 10%), afectará directamente a la asignación de recursos en la microrred tipo test-bed híbrida (Figura 1), ya que al disponer de diversas tecnologías (renovables, no renovables, baterías y la red) cada una tendrá una capacidad disponible oscilatoria en cada hora del día, y por lo tanto se despachará dando prioridad a aquella que sea más barata para obtener el mayor beneficio económico, sin superar la capacidad máxima. Este cambio provocará alteraciones en el mercado, modificando los precios.

5.1 Comportamiento de las fuentes de generación.

La microrred al contar con ERNCs, CHP, baterías y la potencia de la red externa, liquidará el mercado horario en función a la capacidad y el costo variable obtenido de las subastas de energía. Debido a que la potencia puede fluctuar de una hora a otra, es necesario analizar las características de aquellas tecnologías de generación no llega a tener mucha continuidad.

La energía eólica al aprovechar la energía cinética que se produce por el movimiento del viento produce electricidad de una manera medianamente estable y por mediciones obtenidas a lo largo de un tiempo considerable puede volverse predecible, todo lo contrario, ocurre con los paneles fotovoltaicos, ya que al depender de la cantidad de sol que puede ser captado, la temperatura máxima soportada y el material de construcción, la producción de electricidad puede verse afectada seriamente. Por lo tanto, es necesario almacenar la energía en bancos de baterías que actuaran como generadores en el momento que las ERNCs no consigan abastecer a la demanda, y se cargaran en los instantes de máximo rendimiento, a este proceso se lo denomina SoC (state of charge) estado de carga. En la Figura 3 se puede observar el nivel de carga y descarga de las baterías, de acuerdo con las ecuaciones (7) y (8).

Además, al tratarse de una MG test-bed, el modelo que se plantea trata de evitar el uso de la potencia de la red, ya que al optimizar adecuadamente las energías renovables y asignarlos para cubrir totalmente la demanda, el uso del recurso externo se ve minimizado o eliminado.

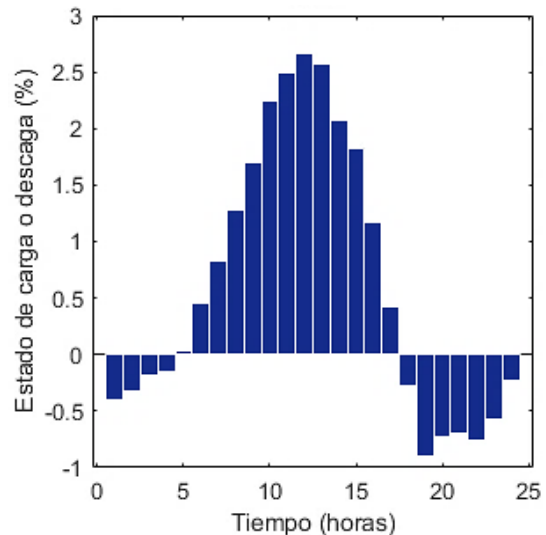


Figura 3. Comportamiento del SoC.

6. Análisis de resultados

La penetración de las MG dentro del sector eléctrico afecta positivamente al mercado, como se había expuesto antes. En la Figura 4 se visualiza el despacho económico base de la microrred, el cual, tras ofertar su producción de potencia en el mercado, el distribuidor asignará la cuota de generación que cada participante debe entregar. El precio que arroja el mercado (Figura 5) se mantiene casi en la mayor parte del tiempo en un valor estable.

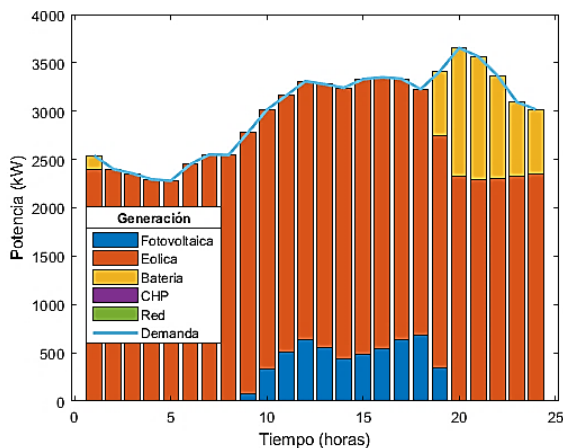


Figura 4. Variación del 0%.

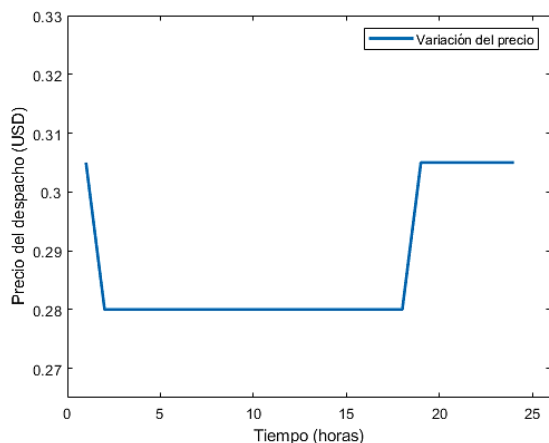


Figura 5. Precio del mercado en 0%.

Al aumentar la variación en 2% de la respuesta a la demanda, se observa en la Figura 6, como el punto mínimo aumento para compensar el descenso del pico máximo. La participación de las baterías aumenta en horas que la generación

fotovoltaica no genera y la fuente eólica no logra abastecer. Mientras que en la Figura 7 vemos como el usar baterías debido a su costo mayor, incrementa en ciertas horas el precio final del mercado.

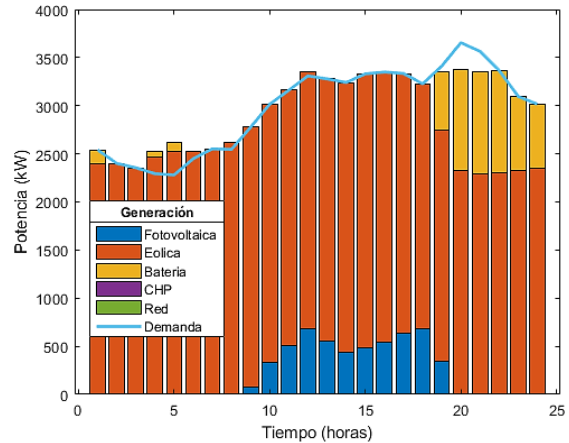


Figura 6. Variación del 2%.

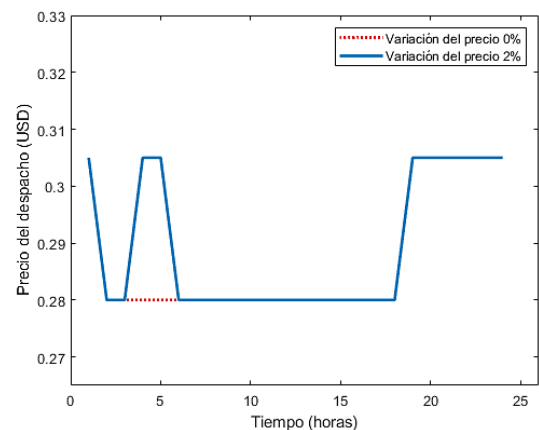


Figura 7. Precio del mercado en 2%.

Para el valor de 4%, la generación CHP participa en despacho en poca medida, para compensar los huecos que dejan las restantes fuentes de generación, esta medida se toma para cumplir la demanda esa hora (Figura 8). Este cambio provoca un incremento aun mayor que en el anterior precio del 2% (Figura 9), pese a esta subida repentina del precio es de esperarse que las fuentes de generación que ayuda al sistema en caso de fallas o problemas tengan que ser despachados a ciertas horas. Si en el mercado de subastas de precios de energía se redujera el costo variable de las unidades

fotovoltaicas la participación de la generación eólica variaría y esto daría como resultado nuevos valores. Por lo tanto, la dinámica de precios en el pool power depende del comportamiento del mercado a cada hora.

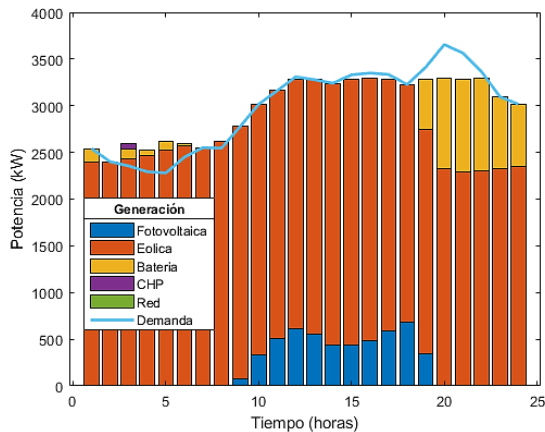


Figura 8. Variación del 4%.

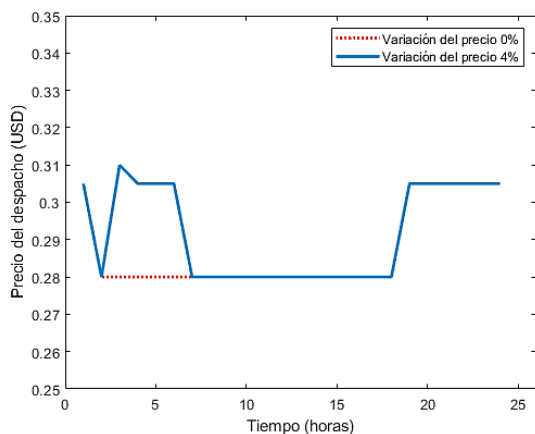


Figura 9. Precio del mercado en 4%.

En la Figura 10 los picos o puntos máximos en las horas donde había una mayor demanda se redujeron notablemente alrededor de un 20.989%, mientras que en los puntos mínimos donde se despacha más generación por CHP, aumento en 10.477%. Para el valor del precio de la Figura 11 el mercado comienza a comportarse una manera “estable”, esto se debe a que las variaciones respecto a los porcentajes en la respuesta de la demanda ya no tienen grandes diferencias.

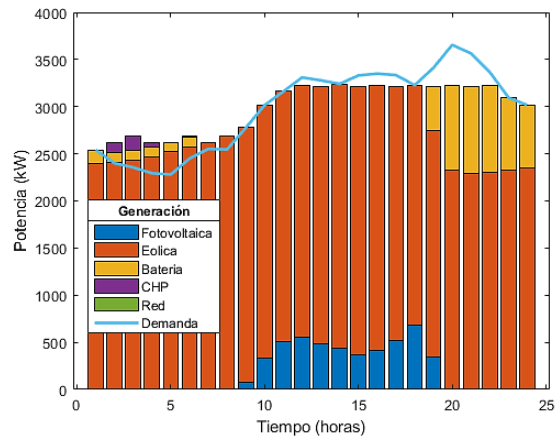


Figura 10. Variación del 6%.

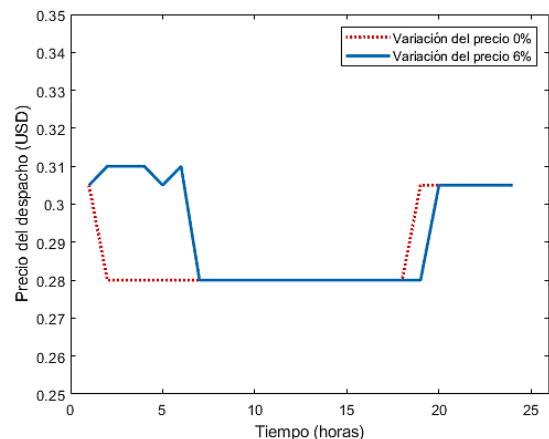


Figura 11. Precio del mercado en 6%.

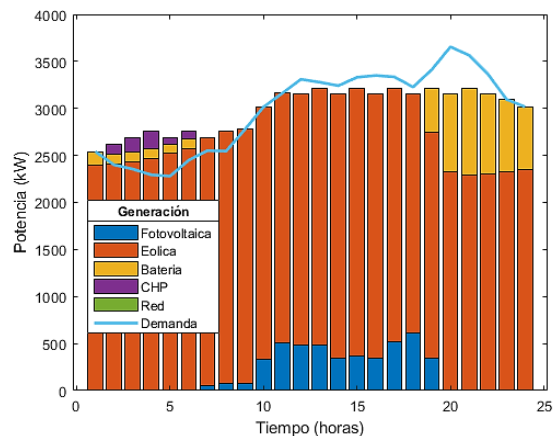


Figura 12. Variación del 8%.

En el 8% (Figura 12), los picos con respecto al anterior disminuyeron en 6.602% y en valles incrementaron un 5.764%, además la unidad de CHP incrementa su aporte y es despachada con un valor de 52.347 kW para equilibrar la demanda. Para la Figura 13 no difiere de la variación del 6%.

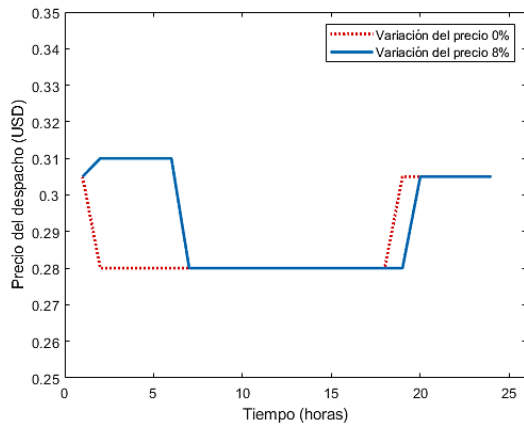


Figura 13. Precio del mercado en 8%.

Finalmente, en la variación del 10% de la respuesta de la demanda, la asignación de las generadoras da como resultado una curva optimizada casi lineal (Figura 14), donde los grandes picos se establecen en un valor promedio de 2796.004 kW, y para compensar la disminución, los valles aumentaron 5408.72 kW. El precio del mercado se mantiene igual ya que no existen nuevas unidad de generación despachadas.

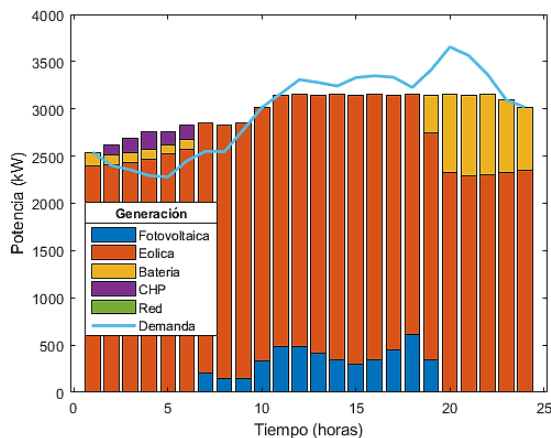


Figura 14. Variación del 10%.

Debido a las variaciones porcentuales de la respuesta a la demanda, la mayoría de los valores se desplazaron de la posición original. Los puntos en donde se produjeron grandes cambios fueron en la hora 05:00, donde el punto mínimo aumentó un 23.953%, mientras que en la

hora 20:00 el pico máximo se redujo un 18.642%.

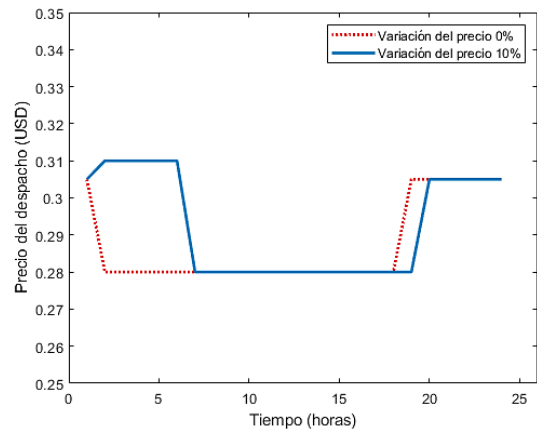


Figura 15. Precio del mercado en 10%.

La manera en cómo se asignaron las diversas fuentes de generación se puede observar en la Figura 16, donde para cada tipo de generación, su potencia cambia dependiendo de los porcentajes de la respuesta de la demanda, también se modifica el nivel de participación dentro del despacho económico, donde cada valor es el resultado total en las 24 horas. La fuente renovable eólica es la que entrega la mayor cantidad de suministro de potencia a la microrred, debido a que su costo por kilovatio-hora es más barato y tiene un alto índice de rendimiento. La segunda fuente de generación que más aportó al sistema fue la fotovoltaica.

Hay que tener en cuenta que de acuerdo con los precios vigentes en el sector eléctrico la asignación de recursos cambiará, de esta manera se estima que para los próximos años las plantas de tipo solar, eólicas y nuevas tecnologías que se encuentran en proceso de desarrollo, reduzcan sus precios a nivel global, por lo tanto, la inversión para instalar plazas o parques de generación a gran escala se incrementará, esto dará como resultado que el despacho económico se vea alterado notablemente.

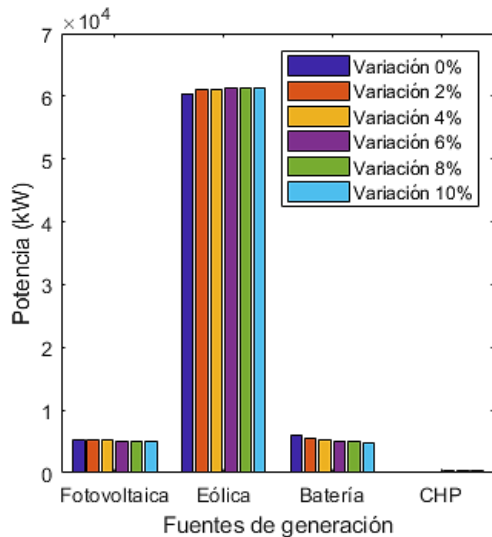


Figura 16. Comportamiento dentro de la variación en la respuesta de la demanda.

Los resultados que se obtuvieron de los despachos reflejan la minimización de los costos por la correcta asignación de recursos, partiendo desde el 0% de variación de respuesta de la demanda hasta la máxima que es 10%. En la Figura 17 se visualiza el comportamiento de estos valores, tanto del total, del máximo y del mínimo. Al instante en que llega al tercer paso (4%), se observa que disminuye en un 0.345% del paso anterior (2%), en este punto el valor se incrementa debido a que se redujo la participación de generación por baterías y fotovoltaica, y su vez se empezó a utilizar CHP. En el punto final de (10%), se puede ver la diferencia que existe con el paso inicial, por lo tanto, la minimización del costo total en el despacho si es notable.

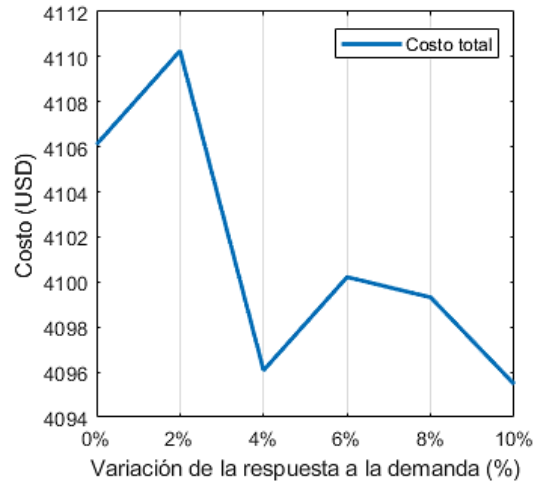


Figura 17. Comportamiento del costo total.

Para los precios dinámicos (Figura 18) por el modelo de mercado, podemos concluir que en la mayoría del tiempo se mantiene estable y es en las horas que se necesita otras fuentes de generación donde se dispara el valor. Si en la microrred existieran generadoras con similar costo variable, el mercado se equilibraría.

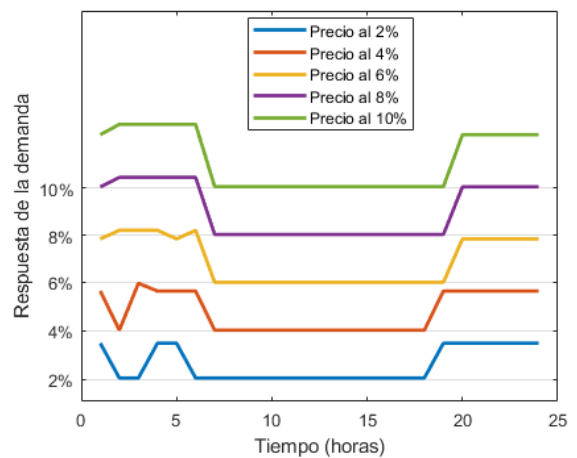


Figura 18. Precios dinámicos en el mercado.

7. Conclusiones

La implementación del algoritmo desarrollado para asignar recursos energéticos dentro de una microrred dependiendo de la demanda, cumple con las restricciones para minimizar el costo variable de generación eléctrica. Por medio de las diferentes variaciones porcentuales que se dio en respuesta a la demanda, se observó que los costos se redujeron en 1,5% al día, lo que puede representar aproximadamente un 3.4% al mes y un 40.75% anual, siendo el valor obtenido al año un porcentaje representativo de ahorro.

De acuerdo con los precios obtenidos de las subastas energéticas y de la diferencia de los costos entre el uso de energías renovables con aquellas que usan combustibles fósiles dentro de la microrred, se pudo establecer que, el suministro de energía casi en su totalidad es dada por las fuentes no convencionales, debido a que resulta económicamente más rentable.

Además del beneficio socioeconómico que se puede tener en el uso de una microrred inteligente, también permite una gran flexibilidad ya que puede evolucionar su estructura aumentando la eficiencia y la fiabilidad de operación, la cual se logra con su gran capacidad de respuesta ante eventos que pongan en peligro al suministro de energía.

En la respuesta a la demanda para microrredes, debido a que las ENRCs en ciertas horas no generan energía eléctrica, el realizar más iteraciones para equilibrar totalmente la curva de demanda, no siempre minimizará el costo total. Esto se debe a que las unidades de generación más caras se asignaran al despacho con mayor potencia para abastecer a los usuarios. Por lo tanto, es necesario tener una mayor reserva de energía la cual debe ser alimentada por aquellas fuentes que casi no tiene participación como la red.

8. Trabajos futuros

Con la implementación de nuevas tecnologías dentro de las microrredes como medidores y controladores inteligentes, asignar recursos se tornará mucho más rápido y eficiente, lo que ayudará a la inclusión de tecnologías como autos eléctricos, por lo tanto, se deberá tomar medidas sobre la demanda, para que el impacto en horas de máximo requerimiento de energía el uso de los vehículos sea favorable para la red y que puedan ser involucrados dentro del despacho horario.

Además, sería importante incluir a la nueva tecnología de paneles que pueden generar electricidad a través de la diferencia de temperatura entre la Tierra y el espacio, de acuerdo con últimas investigaciones este tipo de panel inverso absorbe energía en forma de radiación y lo convierte en electricidad, con lo cual podrá funcionar durante todo el día independientemente de las variaciones climáticas. Por lo tanto, con esta innovación se modificará totalmente la participación de las fuentes de generación eléctrica frente a la demanda horaria requerida.

9. Referencias

- [1] I. Renewable Energy Agency, *Renewable Energy Capacity Statistics 2019*. 2019.
- [2] J. Arango, J. Gonzalo Londoño, and M. Arango Zapata, "La energía eléctrica en la globalización e integración de mercados eléctricos.," *Sci. Tech.*, vol. 2, no. 28, pp. 121–126, 2005.
- [3] E. M. García Torres and Ì. Isaac, "Multi-objective optimization for the management of the response to the electrical demand in commercial users," *INCISCOS 2017 - Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, pp. 14–20, 2017.
- [4] P. Moreno and E. M. Garcia Torres, "Respuesta a la Demanda para

- Smart Home Utilizando Procesos Estocásticos,” *I+D Tecnológico*, 2016.
- [5] R. D. Medina, “Microrredes basadas en Electrónica de Potencia: Características, Operación y Estabilidad,” *INGENIUS*, no. 12, pp. 15–23, Dec. 2014.
- [6] G. Venkataramanan and C. Marnay, “A larger role for microgrids,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 6, no. 3, pp. 78–82, May 2008.
- [7] A. Artieda and E. M. Garcia Torres, “Optimización de tarifas de energía eléctrica para una respuesta a la demanda por medio de programación lineal,” Universidad Politecnica Salesiana, 2017.
- [8] E. M. Garcia Torres, B. D. Benalcazar Lopez, and I. M. Idi Amin, “Analysis of the Voltage Profile by the Insertion of Electric Vehicles in the Distribution Network Considering Response to Demand,” *2017 Int. Conf. Inf. Syst. Comput. Sci.*, pp. 7–13, 2017.
- [9] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, and R. Seethapathy, “Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization,” *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 25, no. 1, 2010.
- [10] C. Bordons, F. García-Torres, and L. Valverde, “Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable,” *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 12, no. 2, pp. 117–132, 2015.
- [11] S. A. Arefifar, Y. A.-R. I. Mohamed, and T. H. M. El-Fouly, “Supply-Adequacy-Based Optimal Construction of Microgrids in Smart Distribution Systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1491–1502, Sep. 2012.
- [12] J. Yue, Z. Hu, A. Anvari-Moghaddam, and J. M. Guerrero, “A Multi-Market-Driven Approach to Energy Scheduling of Smart Microgrids in Distribution Networks,” *Sustainability*, vol. 11, no. 2, p. 301, Jan. 2019.
- [13] M. E. R. Molina, “Liberalización del mercado eléctrico y elegibilidad: consecuencias para el consumidor,” *Univ. Jaume I Dep. Adm. Empres. y Mark.*, pp. 23–25, 2003.
- [14] G. Gutiérrez-Alcaraz, J. H. Tovar-Hernández, and C. N. Lu, “Effects of demand response programs on distribution system operation,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 74, pp. 230–237, Aug. 2016.
- [15] Imelda, M. Fripp, and M. J. Roberts, “Variable Pricing and the Cost of Renewable Energy,” *Natl. Bur. Econ. Res. Work. Pap. Ser.*, vol. No. 24712, 2018.
- [16] J. Velasco and E. M. Garcia Torres, “Óptima respuesta de la demanda de energía para integrar sistemas híbridos de pequeñas escala y sistemas tradicionales,” Universidad Politecnica Salesiana, 2017.
- [17] V. Vergara and E. M. Garcia Torres, “Óptima gestión de la demanda para estaciones de recarga de vehículos eléctricos en Micro-Redes Inteligentes.” 2017.
- [18] M. Ortiz and M. García, Torres, Edwin, “Pronóstico de la demanda eléctrica residencial basado en el modelo de regresión adaptativa multivariante spline (MARS),” Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [19] J. M. L. Lezama, A. Padilha-Feltrin, and L. A. Gallego, “Ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida en sistemas de energía eléctrica,” *Sci. Tech.*, vol. 1, no. 41, May 2009.
- [20] D. Jarrín and E. M. Garcia Torres, “Gestión energética para una óptima

- respuesta a la demanda en micro redes inteligentes,” Universidad Politecnica Salesiana, 2017.
- [21] IRENA, “Opportunities to accelerate national energy transitions through advanced deployment of renewables,” */publications/2018/Nov/Opportunities-to-accelerate-national-energy-transitions-through-advanced-deployment-of-renewables*, 2018.
- [22] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2018*. Abu Dhabi, 2019.
- [23] M. Mohammadi, S. H. Hosseinian, and G. B. Gharehpetian, “Optimization of hybrid solar energy sources/wind turbine systems integrated to utility grids as microgrid (MG) under pool/bilateral/hybrid electricity market using PSO,” *Sol. Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 112–125, Jan. 2012.
- [24] L. A. Barroso, T. H. Cavalcanti, P. Giesbertz, and K. Purchala, “Classification of electricity market models worldwide,” in *2005 CIGRE/IEEE PES International Symposium*, 2005, pp. 9–16.
- [25] J. M. López, M. Granada, and L. A. Gallego, “A combined pool/bilateral dispatch model for electricity markets with security constraints,” *Ing. y Cienc.*, vol. 7, no. 13, pp. 7–28, 2011.
- [26] Y. Yang, M. Bao, Y. Ding, Y. Song, Z. Lin, and C. Shao, “Review of Information Disclosure in Different Electricity Markets,” *Energies*, vol. 11, no. 12, p. 3424, Dec. 2018.
- [27] J. Lozano, J. Luyo, and Y. P. Molina Rodriguez, “El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización,” *Rev. Tec.*, vol. 28, no. 1, Jun. 2018.
- [28] A. Rudkevich, M. Duckworth, and R. Rosen, “Modeling Electricity Pricing in a Deregulated Generation Industry: The Potential for Oligopoly Pricing in a Poolco,” *The Energy Journal*, vol. 19. International Association for Energy Economics, pp. 19–48, 1998.
- [29] D. T. Ton and M. A. Smith, “The U.S. Department of Energy’s Microgrid Initiative,” *Electr. J.*, vol. 25, no. 8, pp. 84–94, Oct. 2012.
- [30] A. Banerji *et al.*, “Microgrid: A review,” in *2013 IEEE Global Humanitarian Technology Conference: South Asia Satellite (GHTC-SAS)*, 2013, pp. 27–35.
- [31] J. P. Fossati, “Revisión bibliográfica sobre micro redes inteligentes,” pp. 13–20, 2011.
- [32] B. Kroposki, T. Basso, and R. DeBlasio, “Microgrid standards and technologies,” in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–4.
- [33] P. D. J. Topón and E. M. Garcia Torres, “Modelamiento Para El Almacenamiento Y Aporte De Energía a La Red En Horas Pico De Demanda Mediante Un Prototipo,” 2015.
- [34] M. K. G. Lakshitha *et al.*, “Operation of a grid connected microgrid with a variable load bus and a diesel generator set,” in *2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, 2017, pp. 1–6.
- [35] IEEE Std 519, *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. 2014.
- [36] M. García, Torres, Edwin and I. Isaac, “Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users,” in

- Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM), IEEE, 2016.*
- [37] H. A. Gabbar and A. A. Abdelsalam, "Microgrid energy management in grid-connected and islanding modes based on SVC," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 964–972, Oct. 2014.
- [38] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, and J.-W. Jung, "AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 387–405, Aug. 2013.
- [39] X. Liu, P. Wang, and P. C. Loh, "A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 278–286, Jun. 2011.
- [40] W. (Electrical engineer) Tong, *Wind power generation and wind turbine design*. WIT Press, 2010.
- [41] G. K. Singh, "Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review," *Energy*, vol. 53. Elsevier Ltd, pp. 1–13, 01-May-2013.
- [42] M. O. Apunda and B. O. Nyangoye, "Selection of a Combined Heat and Power (CHP), and CHP Generation Compared to Buying of Electrical Power from the National Grid and Separate Thermal Heat Production," *Open Sci. J.*, vol. 2, no. 3, Aug. 2017.
- [43] A. Chauhan and R. P. Saini, "A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 99–120, Oct. 2014.
- [44] J. Li, W. Wei, and J. Xiang, "A simple sizing algorithm for stand-alone PV/Wind/Battery hybrid microgrids," *Energies*, vol. 5, no. 12, pp. 5307–5323, 2012.
- [45] B. Oña and M. García, Torres, Edwin, "Uso eficiente del consumo de energía eléctrica residencial basado en el método Montecarlo," Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [46] J. O. Sarmiento, "Electricity Demand and Energy Consumption Management System," Sep. 2008.
- [47] J. Chalco and E. M. Garcia Torres, "Optimización multiobjetivo del consumo eléctrico basado en la respuesta a la demanda," Universidad Politecnica Salesiana, 2017.
- [48] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, "Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC)," *Power Eng. Conf. (UPEC), 2016 51st Int. Univ.*, no. Mcmc, pp. 1–6, 2016.
- [49] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, Nov. 2008.
- [50] H. Aalami, G. R. Yousefi, and M. Parsa Moghadam, "Demand response model considering EDRP and TOU programs," in *Transmission and Distribution Exposition Conference: 2008 IEEE PES Powering Toward the Future, PIMS 2008*, 2008.

9.1 Matriz del estado del arte

Tabla 4. Matriz del estado del arte

RESPUESTA DE LA DEMANDA SOBRE TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS EN MICRORREDES INTELIGENTES CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA																					
ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN		SOLUCIÓN PROPUESTA			
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Microrred	Fuentes de Generación Eléctrica	Asignación de Recursos	Respuesta a la Demanda	Mercados Eléctricos	Asignación de recursos	Minimización de Precios	Método Respuesta Demanda	Modelo de Mercado	Precios	Ecuaciones de Fuentes de Generacion	Capacidad de Generacion	Programación Lineal	Despacho económico	Reducción de precios	Optima Asignación de Recursos	Análisis de los Precios Dinámicos	Optima respuesta de la Demanda
1	2019	Renewable Energy Capacity Statistics 2019		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	2005	La energía eléctrica en la globalización e integración de mercados eléctricos	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	2017	Multi-objective optimization for the management of the response to the electrical demand in commercial users	18	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	2016	Respuesta a la Demanda para Smart Home Utilizando Procesos Estocásticos	18	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
5	2014	Microrredes basadas en Electrónica de Potencia: Características, Operación y Estabilidad	10	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	2008	A larger role for microgrids	296	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

7	2017	Optimización de tarifas de energía eléctrica para una respuesta a la demanda por medio de programación lineal	0	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	
8	2017	Analysis of the Voltage Profile by the Insertion of Electric Vehicles in the Distribution Network Considering Response to Demand	15	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒
9	2013	Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization	1024	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	
10	2019	Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable	52	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
11	2007	Supply-Adequacy-Based Optimal Construction of Microgrids in Smart Distribution System	193	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐
12	2019	A Multi-Market-Driven Approach to Energy Scheduling of Smart Microgrids in Distribution Networks	12	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐
13	2003	Liberalización del mercado eléctrico y elegibilidad: consecuencias para el consumidor	0	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐
14	2016	Effects of demand response programs on distribution system operation	31	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒
15	2018	Variable Pricing and the Cost of Renewable Energy		☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐
16	2017	Optima respuesta de la demanda de energía para integrar sistemas híbridos de pequeñas escala y sistemas tradicionales		☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒

17	2017	Optima gestión de la demanda para estaciones de recarga de vehículos eléctricos en Micro-Redes Inteligentes.		☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	
18	2015	Pronóstico de la demanda eléctrica residencial basado en el modelo de regresión adaptativa multivariante spline (MARS)		☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
19	2009	Ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida en sistemas de energía eléctrica	2	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	
20	2017	Gestión energética para una óptima respuesta a la demanda en micro redes inteligentes		☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒
21	2018	Opportunities to accelerate national energy transitions through advanced deployment of renewables	95	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐
22	2019	Renewable Power Generation Costs in 2018	64	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☐	
23	2012	Optimization of hybrid solar energy sources/wind turbine systems integrated to utility grids as microgrid (MG) under pool/bilateral/hybrid electricity market using PSO	132	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	
24	2005	Classification of electricity market models worldwide	62	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
25	2011	A combined pool/bilateral dispatch model for electricity markets with security constraints	1	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	
26	2018	Review of Information Disclosure in Different Electricity Market	4	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	

27	2018	El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
28	1998	Modeling Electricity Pricing in a Deregulated Generation Industry: The Potential for Oligopoly Pricing in a Poolco	298	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
29	2012	The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative	180	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
30	2013	Microgrid: A review	45	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
31	2011	Revisión bibliográfica sobre micro redes inteligentes	20	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
32	2008	Microgrid standards and technologies	141	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
33	2015	Modelamiento Para El Almacenamiento Y Aporte De Energía a La Red En Horas Pico De Demanda Mediante Un Prototipo	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
34	2017	Operation of a grid connected microgrid with a variable load bus and a diesel generator set	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
35	2014	IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems	57	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
36	2016	Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users	35	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
37	2014	Microgrid energy management in grid-connected and islanding modes based on SVC	51	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
38	2013	AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review	663	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

39	2011	A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control	993	✗	✗	✗	□	□	✗	✗	□	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□
40	2010	Wind power generation and wind turbine design	399	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗
41	2013	Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review	568	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗
42	2017	Selection of a Combined Heat and Power (CHP), and CHP Generation Compared to Buying of Electrical Power from the National Grid and Separate Thermal Heat Production	1	✗	✗	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	✗	✗	✗	□	✗	□	✗
43	2014	A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control	405	✗	✗	✗	□	□	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	✗	□	□
44	2012	A simple sizing algorithm for stand-alone PV/Wind/Battery hybrid microgrids	125	✗	✗	✗	□	□	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	□	□	✗	□	□
45	2015	Uso eficiente del consumo de energía eléctrica residencial basado en el método Montecarlo		□	□	✗	✗	□	□	✗	□	□	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	□
46	2008	Electricity Demand and Energy Consumption Management System		□	□	□	✗	✗	□	✗	□	✗	✗	□	□	□	□	✗	□	□	✗
47	2017	Optimización multiobjetivo del consumo eléctrico basado en la respuesta a la demanda		□	□	✗	✗	□	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	□	✗	✗	□	✗
48	2016	Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC)	23	□	□	✗	✗	□	✗	□	✗	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	✗

49	2008	A summary of demand response in electricity markets	1663	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
50	2008	Demand response model considering EDRP and TOU programs	234	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
			CANTIDAD:	27	24	14	16	14	11	8	10	12	11	15	10	8	9	13	14	8	15

