



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

RPC-SO-22-No.325-2018

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

ARTÍCULOS PROFESIONALES DE ALTO NIVEL

TEMA:

ASIGNACIÓN DE PRECIOS DINÁMICOS EN TIEMPO REAL PARA
MICRO-REDES CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES
DISTRIBUIDOS BASADO EN LA DESVIACIÓN DE LA DEMANDA

AUTOR:

BYRON DANIEL BENALCÁZAR LÓPEZ

DIRECTOR:

EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES

QUITO - ECUADOR
2022

Autor:



Byron Daniel Benalcázar López

Ingeniero Eléctrico

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana – Sede Quito.

bbenalcazar@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Edwin Marcelo García Torres

Magíster en Gestión de Energías

Ingeniero Eléctrico

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 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 investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana.

QUITO – ECUADOR – SUDAMÉRICA

BENALCÁZAR LÓPEZ BYRON DANIEL

ASIGNACIÓN DE PRECIOS DINÁMICOS EN TIEMPO REAL PARA MICRO - REDES CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DISTRIBUIDOS BASADO EN LA DESVIACIÓN DE LA DEMANDA

Allocation of Dynamic Prices in Real Time for Micro-Networks with Renewable Energy Resources Distributed based on the Demand Deviation

Byron Daniel Benalcázar López ^{*}, Edwin Marcelo García Torres [†]
 Maestría en Electricidad, Universidad Politécnica Salesiana
 Quito, Ecuador
 Email: ^{*}bbenalcazar@est.ups.edu.ec, [†]egarcia@ups.edu.ec

Resumen—In this paper shows a detailed analysis of the management in a microgrid that has different types of generation, such as wind, photovoltaic solar, CHP cogeneration systems and demand response programs (PRD) that allow to supply the load in the form efficient, the analysis considering of each resources, especially those variables of high uncertainty such as load, wind speed, irradiance and prices, in order to obtain results that are closer to the reality of an electrical system, performing the discretization of the probability density function (PDF) in each uncertain parameter. Using a heuristic based on the two-stage stochastic optimization approach and optimal power flows based of mixed integer linear programming, it is intended to analyze the behavior of the microgrid in real time, in such a way as to allow constant monitoring of the load variation and supply this load in a timely manner, as well as the allocation of dynamic prices that allow the implementation of optimal demand response programs. Three studies cases are proposed, the first connected to the network, the second connected to the network with PDR and the third in island mode.

Index Terms—Dynamic pricing, demand response, demand deviation, micro grid, distributed generation.

Resumen—En este documento se muestra un análisis detallado de la gestión en una micro red que posee diferentes tipos de generación, como eólica, solar fotovoltaica, sistemas de cogeneración CHP y programas de respuesta a la demanda (PRD) que permitan abastecer a la carga en forma eficiente, se ha considerado el análisis de cada uno de los recursos, sobre todo aquellas variables de alta incertidumbre como la carga, velocidad del viento, irradiancia y precios con la finalidad de obtener resultados más apegados a la realidad de un sistema eléctrico, realizando la discretización de la función de densidad de probabilidad (PDF) en cada parámetro incierto. Mediante una heurística basada en el enfoque de optimización estocástica de dos etapas y en flujos óptimos de potencia con programación lineal entera mixta, se pretende analizar el comportamiento de la micro red en tiempo real, de tal forma que permita tener un monitoreo constante de la variación de la carga y abastecer de manera oportuna la carga, así como la asignación de precios dinámicos que permitan implementar programas de respuesta a la demanda óptimos. Se proponen tres casos de estudio, el primero conectado a la red, el segundo conectado a la red con PRD y el tercero en modo isla.

Index Terms—Precios dinámicos, respuesta a la demanda, desviación de la demanda, micro red, generación distribuida.

I. INTRODUCCIÓN

La contaminación ambiental, la creciente demanda de energía y la frecuente variación en los costos de energía en un mercado eléctrico en constante cambio y evolución, han dado paso para analizar con especial atención a las micro redes con respuesta a la demanda y que además poseen generación distribuida [1]. La crisis energética y medioambiental de los últimos años se vuelve cada vez más grave, y una de las soluciones en la actualidad a este problema es el uso de las energías renovables, mismas que han sido ampliamente aplicadas al campo de la generación de energía eléctrica [2][3]. Sin embargo, la conexión directa de este tipo de centrales de generación a la red de los sistemas de distribución en forma masiva han provocado inestabilidad en los mismos, ya que carecen de capacidad para entregar potencia reactiva debido a la carencia de inercia. Bajo dichas circunstancias, las micro redes figuran como una solución como un medio eficiente al poseer carga y diferentes tipos de generación de energía limpia, en base a los recursos energéticos de la zona, así como fuentes de energía tradicional, es por ello que su desarrollo y aplicación ha sido a gran escala [4].

Las redes eléctricas inteligentes continúan siendo un paradigma tecnológico que se viene desarrollando para satisfacer las necesidades de optimización de eficiencia en los procesos desde generación hasta la distribución de energía eléctrica. Estas redes inteligentes o micro redes, consideran generación distribuida con fuentes de energía renovable, las mismas que son clave para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero [5] [6]. Una micro red es integrada por varios tipos de tecnología de generación, tales como la energía renovable no convencional (generación eólica, generación fotovoltaica, biomasa, mareomotriz, etc.), algunos tipos de tecnología de generación convencional (pequeñas hidroeléctricas, generación térmica, etc.), un Sistema de Gestión de Energía (EMS), y una infraestructura inteligente, como se muestra en la figura 1. Con ello no solo se puede mejorar la eficiencia energética y la seguridad del suministro de energía, sino logrando también reducir pérdidas de energía y el impacto en el medio ambiente [7].

La gestión de la demanda (DSM) puede permitir que diferentes tipos de cargas participen activamente en el funcionamiento óptimo de la red eléctrica, que es un medio importante

para lograr el funcionamiento óptimo de la micro red. Una parte importante de la DSM, es el programa de respuesta a la demanda (RD), el cual motiva a los usuarios a participar en el despacho de la red eléctrica a través del precio de la electricidad y la asignación de incentivos, lo que hace que la economía y la estabilidad de la micro red se mejoren de manera efectiva, el índice de respuesta se prueba como una alternativa a las medidas de impacto de la carga convencional y se identifica una fuerte correlación entre las reducciones de demanda y los costos compartidos de la electricidad [8] [9].

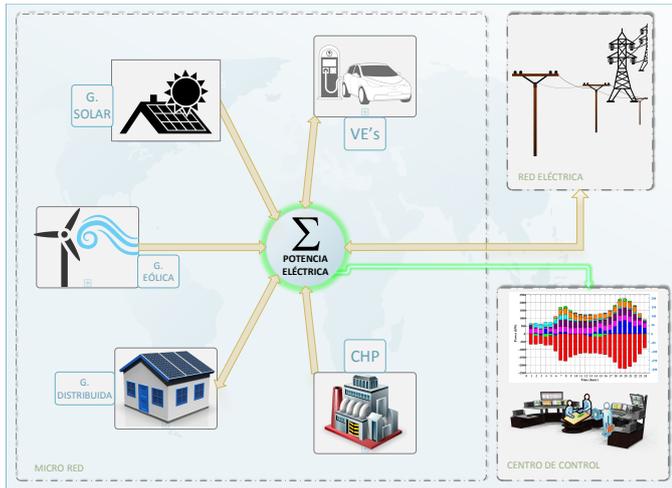


Figura 1. Estructura de una Micro Red con RD.

La implementación de micro redes también pueden presentar varios inconvenientes tanto para la propia micro red y su infraestructura como para las redes eléctricas de distribución, por ejemplo si existe un desajuste entre la generación y la carga resultaría en altos costos operativos para las empresas de servicios públicos o incluso paralizaría toda la red eléctrica [10]. Los clientes también se verían afectados al experimentar períodos de fluctuaciones o escasez de energía. Es por ello que existen requisitos estrictos para el acceso de las micro redes a las redes eléctricas existentes, entre ellos se menciona que la conexión de una micro red no puede afectar la estabilidad de la red, al mismo tiempo, la micro red debe tener un sistema de control independiente, que puede ajustar su estado de funcionamiento de acuerdo con la carga y las señales de la red eléctrica de forma independiente [11].

En un intento por lograr la estabilidad y confiabilidad de la red y en busca de mitigar el problema antes descrito, en algunos sistemas de distribución de electricidad se ha optado por instalar baterías de almacenamiento de energía de respaldo. Sin embargo, este enfoque no es sostenible debido a los altos costos de almacenamiento que este tipo de tecnología puede llegar a alcanzar [12]. Por lo tanto, los programas de RD han adoptado estrategias para aplanar la curva de la demanda, es decir reducir carga en horas pico, llegando a crear programas innovadores de respuesta a la demanda que aprovechan la necesidad de los consumidores de reducir sus facturas de

electricidad (costos de incentivo) [13].

Estos programas están destinados a lograr operaciones de red energéticamente eficientes al motivar a los usuarios de electricidad a interactuar activamente con la red. La RD puede reducir significativamente los costos de electricidad para los usuarios. Además, en [5] se ha demostrado que la ausencia de respuesta de la demanda en un mercado de electricidad desregulado puede provocar su colapso del mismo. Destacando la importancia del control directo de carga y la RD, creando escenarios de precios dinámicos, mismos que han sido aplicados previamente para implementar programas óptimos de RD. La operación de una micro red mediante una correcta RD es un factor que no puede ser ignorado. Por un lado, esta implementación hace que la elección del precio de la electricidad del sistema sea más dinámico [14] [15]. El mismo puede elegir diferentes estrategias de precio de la energía eléctrica según las condiciones del mercado para lograr el objetivo del costo operativo mínimo. Por otro lado, el confort de los usuarios finales también son una tarea pesada y además hay que sumar a las restricciones tradicionales de la operación de sistema de distribución eléctrica [16] [17].

Para poder implementar un EMS, es importante considerar que varios parámetros de entrada no poseen una cantidad definida de datos, es decir, son variables estocásticas. Entre este tipo de variables se encuentran el precio del mercado eléctrico, demanda, irradiancia para generación solar fotovoltaica y velocidad del viento entre las más importantes, por lo cual es necesario definir el método de solución. Dichos métodos se pueden dividir en dos categorías generales, matemáticos y heurísticos [18]. Existen algunos métodos matemáticos que se han utilizado en micro redes como programación lineal, programación no lineal y programación entera mixta, así como diferentes heurísticas, entre las más sobresalientes está la optimización por enjambre de partículas (PSO)[19].

En el presente estudio, se propone un sistema de gestión de la micro red que considere varios tipos de programas de RD y recursos de energía distribuidos (DER) para suministrar a los usuarios finales la carga eléctrica a un costo mínimo, el análisis se lo realiza en períodos de tiempo de 15 minutos y considerando un despacho óptimo de potencia en base a un flujo óptimo de potencia. Los recursos antes mencionados incluyen recursos renovables de turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos, recursos no renovables de cogeneración CHP y potencia de vehículos eléctricos (PVE). Se ha desarrollado una heurística en el software MatLAB, en base a una función objetivo estocástica de dos etapas para minimizar el costo de operación de la micro red considerando flujos óptimos de potencia, partiendo del análisis de las variables estocásticas antes mencionadas utilizando la Función de Densidad de Probabilidad (PDF) para cada variable discreta, permitiendo de esta manera obtener resultados más realistas con lo que ocurre en un sistema eléctrico.

En la sección II se presenta las generalidades del estudio y la formulación del modelamiento matemático. En la sección III se muestra la estructura de la micro red a analizar, la

problemática y soluciones propuestas. En la sección IV se presenta el pseudocódigo de la heurística implementada. En la sección V se analizan los 3 casos de estudio; conectado a la red, con programas de RD y en modo isla. En la sección VI se analizan los resultados de los casos de estudio propuestos. Finalmente las conclusiones del modelamiento de este documento y recomendaciones de trabajos futuros.

II. MARCO TEÓRICO

En un sistema eléctrico tradicional, la demanda se caracteriza por ser incontrolable, en otras palabras se comporta con altos niveles de incertidumbre, haciendo que el consumo de energía no sea fácil de medir con precisión, lo que da como resultado que el sistema solo puede distribuir recursos de generación de energía. Por otro lado una micro red, se caracteriza por suministrar energía de forma eficiente, integrando recursos de generación distribuida y cargas distribuidas en diferentes puntos de la micro red [20]. Con el avance del tiempo y la tecnología se han desarrollado varios métodos para mejorar la eficiencia energética de la infraestructura eléctrica, sin embargo, la gestión inteligente de la energía es un problema importante en las redes inteligentes, y la RD se ha convertido en una de las tecnologías habilitadoras clave, ya que se considera como la solución más rentable y confiable para mejorar la curva de demanda cuando el sistema eléctrico se encuentra bajo presión, desarrollándose como un gestor inteligente de demanda - DSM [21].

II-A. Generación Distribuida.

Un sistema eléctrico de potencia convencional posee diferentes fuentes de generación de energía eléctrica distribuidas en toda su infraestructura, con el principal objetivo de suministrar energía de calidad principalmente en voltaje y frecuencia a la demanda, que de igual manera se encuentra distribuida por toda la red. Dichas fuentes de generación dependen del recurso primario y cada una posee características especiales que aportan a la red [22]. Bajo el mismo enfoque se analiza los diferentes tipos de generación y sus respectivos recursos que puede poseer una micro red, considerando que generalmente incluyen unidades de generación tradicionales como mini centrales hidroeléctricas y micro turbinas de combustión, así como unidades de generación no tradicionales como módulos fotovoltaicos y turbinas de generación eólica [21].

A diferencia de las unidades de generación tradicionales la capacidad de generación de las unidades renovables dependen de sus recursos primarios, mismos que son valores discretos, es decir, con incertidumbre del comportamiento de cada recurso que dependen de las condiciones ambientales de la zona en la que se encuentren este tipo de centrales, por lo que la potencia de salida de estas unidades es incierta [23].

II-A1. Sistemas de cogeneración CHP: Generalmente las unidades de cogeneración son utilizadas para generar energía eléctrica que se puede despachar a la red y energía térmica que puede ser utilizada para procesos industriales.

Las potencias de salida eléctrica y térmica de CHP dependen la una de la otra, formando una curva cerrada denominada FOR para un sistema coordinado potencia-calor de CHP [24]. Para este caso de estudio, se considera únicamente el primer tipo de sistema FOR de CHP, el sistema convexo, mismo que se muestra en la figura 2.

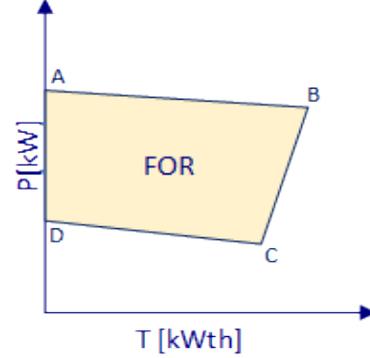


Figura 2. Sistema convexo FOR de CHP

Las ecuaciones (1) y (2) representan las opciones en las que la ubicación del punto de operación de CHP en la región FOR sería posible para funcionar.

$$P^{chp,min}(T^{chp}) \times I^{chp} \leq P^{chp} \leq P^{chp,max}(T^{chp}) \times I^{chp} \quad (1)$$

$$T^{chp,min}(P^{chp}) \times I^{chp} \leq T^{chp} \leq T^{chp,max}(P^{chp}) \times I^{chp} \quad (2)$$

Donde:

$P^{chp,min}$	Potencia mínima [kW]
P^{chp}	Potencia esperada [kW]
$P^{chp,max}$	Potencia máxima [kW]
$T^{chp,min}$	Temperatura mínima [kWth]
T^{chp}	Temperatura esperada [kWth]
$T^{chp,max}$	Temperatura máxima [kWth]
I^{chp}	Corriente de CHP [kA]

Las ecuaciones (1) y (2) se pueden desglosar para mayor comprensión como el conjunto de relaciones de (3)-(7) para el sistema convexo FOR de CHP; siendo (3) la modelación del área debajo de la línea AB, (4) y (5) la modelación del área superior de las líneas BC y CD respectivamente, y (6) - (7) modelan los límites de potencia eléctrica y térmica de salida.

$$P_{t,i}^{chp} - P_{i,A}^{chp} - \frac{P_{i,A}^{chp} - P_{i,B}^{chp}}{T_{i,A}^{chp} - T_{i,B}^{chp}} \times (T_{t,i}^{chp} - T_{i,A}^{chp}) \leq 0 \quad (3)$$

$$P_{t,i}^{chp} - P_{i,B}^{chp} - \frac{P_{i,B}^{chp} - P_{i,C}^{chp}}{T_{i,B}^{chp} - T_{i,C}^{chp}} \times (T_{t,i}^{chp} - T_{i,B}^{chp}) \geq -(1 - I_{t,i}^{chp}) \times M \quad (4)$$

$$P_{t,i}^{chp} - P_{i,C}^{chp} - \frac{P_{i,C}^{chp} - P_{i,D}^{chp}}{T_{i,C}^{chp} - T_{i,D}^{chp}} \times (T_{t,i}^{chp} - T_{i,C}^{chp}) \geq -(1 - I_{t,i}^{chp}) \times M \quad (5)$$

$$0 \geq P_{t,i}^{chp} \geq P_{i,A}^{chp} \times I_{t,i}^{chp} \quad (6)$$

$$0 \geq T_{t,i}^{chp} \geq T_{i,B}^{chp} \times I_{t,i}^{chp} \quad (7)$$

El costo de las unidades de cogeneración CHP se modela mediante una función lineal como se muestra en (8). La función de costo de CHP se compone de tres costos, mismos que son el costo del combustible, costo de arranque y costo de parada; el costo de combustible depende del mercado de la zona que se encuentre.

$$COSTO_i^{CHP} = \sum_{i=1}^{N^{chp}} \left\{ (\lambda^{NG} \times \frac{P_{t,i}^{chp} + T_{t,i}^{chp}}{\eta^{chp}}) + (C_i^{chp,arr} \times SA_{t,i}^{chp}) + (C_i^{chp,par} \times SP_{t,i}^{chp}) \right\} \quad (8)$$

Donde:

$COSTO_i^{CHP}$	Función de costo de CHP
λ^{NG}	Costo de combustible
$P_{t,i}^{chp}$	Potencia CHP [kW]
$T_{t,i}^{chp}$	Temperatura CHP [kWth]
η^{chp}	Rendimiento de CHP
$(C_i^{chp,arr} \times SA_{t,i}^{chp})$	Costo de arranque CHP
$(C_i^{chp,par} \times SP_{t,i}^{chp})$	Costo de parada CHP

Para que una central de cogeneración CHP entregue la máxima potencia eléctrica, es necesario también que entregue la máxima potencia calorífica, que se representa el punto B de la figura 2, sin embargo, para este caso de estudio y en base a las ecuaciones (3)-(7), la potencia máxima es de 1500 kW, mientras que la potencia calorífica es despreciable, ya que en este caso no se analiza la cogeneración.

II-A2. Sistemas de Generación Eólica: La tecnología y desarrollo de sistemas de generación eólica viene en alza en la última década, sin embargo, conforme se implementan estas centrales de generación se van presentando novedades, esencialmente en la energía cinética que permite el movimiento de las aspas. En la actualidad se encuentran granjas de generación eólica de grandes potencias, debido a la facilidad para ubicar este tipo de tecnología en terreno regular como irregular, incluso en el mar [24].

Al ser el viento el recurso de generación de este tipo de centrales, mantiene un ciclo constante en el medio ambiente, siendo un tipo de central con generación constante, durante las 24 horas de un día, por ello se puede considerar de alto rendimiento. Sin embargo al ser el viento una variable que presenta incertidumbre, es necesario realizar un análisis mediante la distribución de Weibull con mediciones de viento

horario de datos históricos de al menos 2 años para tener datos más certeros al momento de diseñar este tipo de central.

La potencia de salida de una turbina eólica en un tiempo t de análisis se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_v = \frac{1}{2} \times (\rho) \times (A) \times (v^3) \quad (9)$$

Donde:

ρ	Densidad del aire
A	Área del rotor
v	Velocidad del viento
P_v	Potencia de generación eólica

La ecuación (9) también se puede expresar como en (10), donde se puede visualizar los tres parámetros que se analizan de la velocidad del viento, V_{ci} representa la velocidad de activación de la turbina, en caso que la velocidad en el periodo de tiempo t, sea menor, la potencia de salida es cero; para velocidades del viento entre V_{ci} y V_r , la potencia de salida de la turbina eólica es no lineal de tercer orden como en (9). A velocidades superiores a V_r , la potencia de la turbina eólica se estabiliza y alcanza el valor nominal, hasta superar el valor de V_{co} , que es el parámetro que permite que la turbina se auto detenga automáticamente, siendo la potencia de salida cero.

$$P_{t,i}^{viento} = \begin{cases} 0 & V_{t,i}^w \leq V_{ci} \\ \rho_r \times \left(\frac{V_{t,i}^w - V_{ci}}{V_r - V_{co}} \right)^3 & V_{ci} \leq V_{t,i}^w \leq V_r \\ \rho_r & V_r \leq V_{t,i}^w \leq V_{co} \\ 0 & V_{t,i}^w \geq V_{co} \end{cases} \quad (10)$$

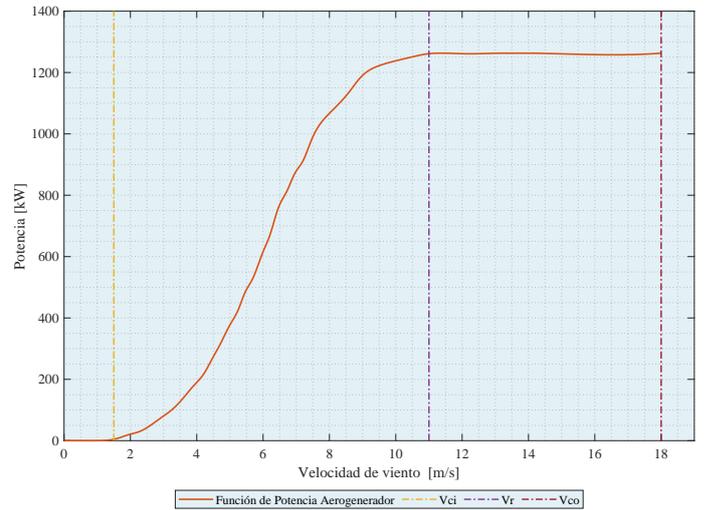


Figura 3. Función de potencia de un aerogenerador en función del viento

En la figura 3, se puede apreciar de manera gráfica lo que se define en (10), teniendo para la función de potencia de un aerogenerador un comportamiento diferente en cada

escenario.

II-A3. Sistemas de generación fotovoltaica: La generación fotovoltaica, depende de varios parámetros que tienen un comportamiento incierto, es decir, al igual que las centrales eólicas, es necesario aplicar un análisis probabilístico PDF de éstas variables de manera aleatoria en base a mediciones horarias de los recursos de al menos 2 años para poseer datos con menor rango de error [25].

La potencia de salida de las centrales fotovoltaicas, depende principalmente de los recursos de irradiancia y temperatura ambiente de la zona en la que se planea implementar, así como las características propias de las diferentes tecnologías de paneles.

La potencia de un panel solar, se expresa mediante las siguientes ecuaciones:

$$T_{\text{celda}} = T_{\text{ambiente}} + G \left(\frac{NOCT - 20^{\circ}\text{C}}{0,8\text{kWm}^{-2}} \right) \quad (11)$$

$$\eta = P_{\text{cell}}(G) (1 + \gamma) (T_{\text{celda}} - 25\text{C}) \quad (12)$$

$$P_g^{FV} = \eta \times G \times A \quad (13)$$

Donde:

P_g^{FV}	Potencia fotovoltaica [W]
T_{celda}	Temperatura de celda [°C]
T_a	Temperatura ambiental [°C]
T_{nom}	Temperatura nominal [°C]
G	Irradiación del sol [W/m ²]
$NOCT$	Temperatura de la celda en operación normal
η	Rendimiento de la celda
γ	Constante según el tipo de panel solar
A	Área de un panel

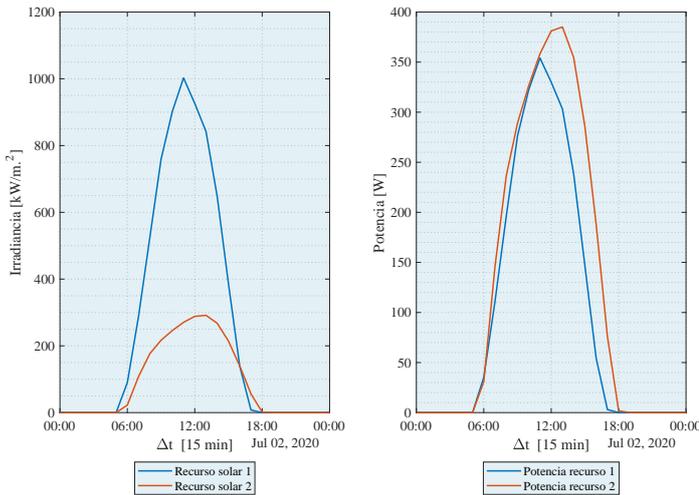


Figura 4. Comparación de potencia fotovoltaica en función de la irradiancia y temperatura

El valor para NOCT es de 45°C, es importante destacar que el rendimiento para generar potencia eléctrica de un panel

fotovoltaico depende de un equilibrio entre la temperatura de la celda y la irradiancia, es decir, el rendimiento para generar potencia eléctrica se puede ver afectado si una de estas variables aleatorias son extremadamente altas o bajas, llegando a tener casos que se posea excelente recurso solar, pero valores excesivos de temperatura o viceversa, disminuyendo significativamente el rendimiento para poder generar potencia eléctrica, en la figura 4, se puede apreciar los datos de irradiancia de dos zonas diferentes, se aprecia claramente que los valores de una son muy superiores a la otra, sin embargo en capacidad de generación de potencia es menor respecto a la otra, esto se debe por lo antes descrito.

II-A4. Programas de respuesta a la demanda (PDR):

El objetivo principal de los programas de RD, es motivar a que los usuarios finales cambien o modifiquen sus patrones de consumo normales en base al precio del mercado eléctrico o a tarifas de incentivo, por lo tanto los programas de RD se pueden categorizar en dos categorías: programas de RD basado en precios dinámicos y programas de RD basado en incentivos [26].

En los programas de RD basados en precios, los consumidores atenúan la cantidad de su consumo en horas de mayor precio y desplazan este consumo a horas de menor precio. Dado que la demanda y el precio del mercado eléctrico son directamente proporcionales en el tiempo, este programa de RD hace que la curva de la demanda sea más uniforme [27].

II-A4a. Programa RD basado en precios: A continuación se presenta el modelamiento matemático de los programas de RD, basado en precios dinámicos, siendo (14) el desplazamiento del bloque de demanda en un periodo de tiempo t y un escenario i , en (15) se muestra la restricción de suministrar carga dentro de las 24 horas y en (16) y (17) representan a las mínimas y máximas cantidades de demanda que se ha desplazado en cada periodo de tiempo.

$$P_{t,i}^{\text{demanda}} = P_{t,i}^{\text{carga}} + DR_{t,i}^{\text{pico}} - DR_{t,i}^{\text{valle}} \rightarrow \forall t, i \quad (14)$$

$$\sum_{t=1}^T DR_{t,i}^{\text{pico}} = \sum_{t=1}^T DR_{t,i}^{\text{valle}} \rightarrow \forall i \quad (15)$$

$$0 \leq DR_{t,i}^{\text{pico}} \leq P_{t,i}^{\text{carga}} \times B_t^{\text{pico}} \rightarrow \forall t, i \quad (16)$$

$$0 \leq DR_{t,i}^{\text{valle}} \leq P_{t,i}^{\text{carga}} \times B_t^{\text{valle}} \rightarrow \forall t, i \quad (17)$$

II-A4b. Programa RD basado en incentivos: Para este tipo de programa de RD, se contempla que los usuarios finales firmen un contrato, considerando que la seguridad del sistema no es fundamental para ellos, este tipo de programa de RD, se lo aplica cuando el usuario final posee una fuente de generación propia o en micro redes. Cuando un usuario o una micro red pasa a funcionar en modo aislado por perturbaciones de la red aguas arriba, la carga eléctrica de éstos clientes

se reducirá (alivio de carga) y a cambio recibe incentivos [28].

Los costos de un programa de RD basado en incentivos se puede subcategorizar en dos. El primero hace referencia a la preparación de la carga a ser liberada, misma que actúa como una reserva de energía y puede tratarse a través de contratos multinivel. Y en segundo lugar el costo de reducción de carga, que es pagado al consumidor si se reduce la carga [17].

En (18) se muestra el costo de preparación de la carga a ser liberada a través de un contrato de tres niveles, de (19) a (21) se representa las limitaciones de cada nivel del contrato.

$$COSTO_{t,i}^{el} = \beta^I \times P_{t,i}^{el,I} + \beta^{II} \times P_{t,i}^{el,II} + \beta^{III} \times P_{t,i}^{el,III} \rightarrow \forall t, i \quad (18)$$

$$0 \leq P_{t,i}^{el,I} \leq \alpha^I \times P_{t,i}^{Demanda} \rightarrow \forall t, i \quad (19)$$

$$0 \leq P_{t,i}^{el,II} \leq \alpha^{II} \times P_{t,i}^{Demanda} \rightarrow \forall t, i \quad (20)$$

$$0 \leq P_{t,i}^{el,III} \leq \alpha^{III} \times P_{t,i}^{Demanda} \rightarrow \forall t, i \quad (21)$$

En (22) se representa el costo de reducción de carga, y (23) hace referencia a la cantidad de carga que se puede liberar, misma que no se debe exceder lo acordado en el contrato, ya que si esto ocurre, la empresa operadora de la red aguas arriba deberá pagar penalidades al cliente por el costo de energía no suministrada (ENS), lo antes mencionado se representa en (24)

$$COSTO_{t,i}^{erc} = \beta^{erc} \times P_{t,i}^{erc} \rightarrow \forall t, i \quad (22)$$

$$P_{t,i}^{erc} \leq P_{t,i}^{el,I} + P_{t,i}^{el,II} + P_{t,i}^{el,III} \rightarrow \forall t, i \quad (23)$$

$$COSTO_{t,i}^{ens} = P_{t,i}^{ens} \times \beta^{ens} \rightarrow \forall t, i \quad (24)$$

II-A5. Potencia de vehículos eléctricos (PVE): Es importante modelar la carga de vehículos eléctricos (VEs) en una red eléctrica, ya que la tendencia a nivel mundial es la migración de vehículos de combustión a EVs, el análisis debe estar enfocado netamente en el estado de carga (EDC) de las baterías, ya que el comportamiento del EDC puede usarse como un programa de respuesta a la demanda pero también puede ser crítico para el sistema eléctrico, en caso de que las baterías sean cargadas en horas de demanda pico [29].

Se puede modelar el comportamiento del EDC de la PVE, partiendo de las ecuaciones (25)-(31). La carga inicial de la PVE se ilustra en la relación (25). La relación (26) demuestra la cantidad de energía en EVs basado en la potencia de carga y descarga en el momento t y también la energía almacenada en el intervalo anterior. En (27)-(31),

representan las limitaciones operativas del EDC de PVE, en (28) se representa la cantidad de energía necesaria para mover un VE en un determinado periodo de tiempo, donde $\Delta_{t,v}$ es la cantidad de movimiento que experimenta cada VE por cada hora. En (31) se asume que cada VE se está cargando cuando $U_{c,t,v,i} = 1$ y $U_{d,t,v,i} = 0$, se descarga cuando $U_{c,t,v,i} = 0$ y $U_{d,t,v,i} = 1$ y se encuentra en movimiento cuando $U_{c,t,v,i} + U_{d,t,v,i} = 0$.

$$EDC_{t,v,i} = E_v^0 \rightarrow \forall t, i, v \quad (25)$$

$$EDC_{t,v,i} = EDC_{t-1,v,i} + \eta_v^c \times PCV_{t,v,i} - \frac{Pdv_{t,v,i}}{\eta_v^n} - Ptr_{t,v} \rightarrow \forall t, i \quad (26)$$

$$EDC_v^{min} \leq EDC_{t,v,i} \leq EDC_v^{max} \rightarrow \forall t, i, v \quad (27)$$

$$Ptr_{t,v} = \Delta D_{t,v} \times \Omega_v \rightarrow \forall t, v \quad (28)$$

$$Pc_v^{min} \times U_{c,t,v,i} \leq Pc_{t,v,i} \leq Pc_v^{max} \times U_{c,t,v,i} \rightarrow \forall t, i, v \quad (29)$$

$$Pd_v^{min} \times U_{d,t,v,i} \leq Pd_{t,v,i} \leq Pd_v^{max} \times U_{d,t,v,i} \rightarrow \forall t, i, v \quad (30)$$

$$U_{c,t,v,i} + U_{d,t,v,i} \leq 1 \rightarrow \forall t, i, v \quad (31)$$

En la figura 5 se puede observar el EDC de baterías de VEs, además el comportamiento del precio del mercado eléctrico en un día; se puede observar que la función de costos del mercado eléctrico es dinámico en el tiempo, y que el estado de carga de los vehículos eléctricos alcanzan valores máximos cuando el precio del mercado es bajo y viceversa.

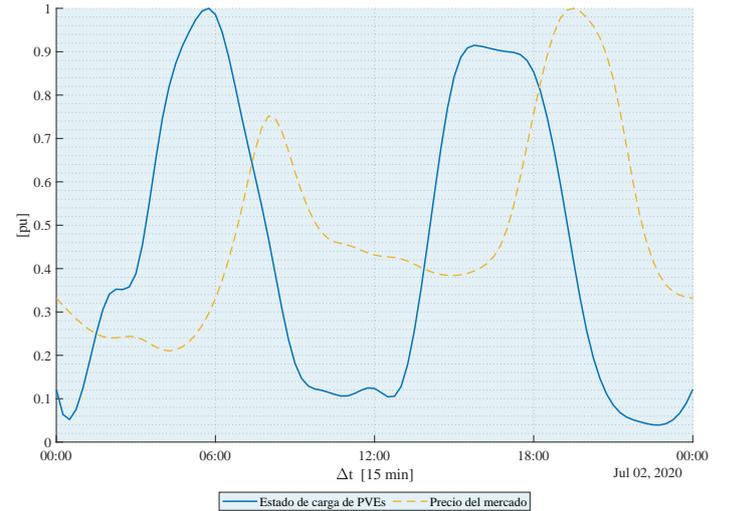


Figura 5. Estado de carga de vehículos eléctricos en referencia del precio del mercado

Considerando que el comportamiento del estado de carga de

los VEs puede variar si se implementan políticas de respuesta a la demanda más eficientes, ya que el patrón de la función del precio del mercado presenta el mismo comportamiento de la demanda.

II-B. Balance de potencias.

Al contar con diferentes tipos de fuentes de generación de energía convencional y no convencional, así como carga distribuida en toda la red o micro red, es importante realizar asignación óptima de la potencia de las diferentes centrales en base a los recursos disponibles en cada instante de tiempo, mediante la aplicación de un despacho óptimo de potencia que parte de un flujo óptimo de potencia, mismo que considera costos de generación fijos y variables mediante una función de costos polinomial para cada tipo de central buscando obtener el máximo beneficio [22].

La potencia generada y consumida en un periodo de tiempo t y en un escenario j deben ser igual, es decir, la potencia total de la demanda de la micro red sumada a la potencia de energía no suministrada y a la potencia de alivio o pérdida de carga debe ser igual a la suma de todas las potencias generadas por las diferentes centrales existentes, como se muestra a continuación:

$$Pg_{t,j}^{tot} = Pd_{t,j}^{tot} + P_{t,j}^{ens} + P_{t,j}^{el} \quad (32)$$

Sin embargo, en el supuesto escenario que no exista problemas en la red y no se realice procedimientos de alivio de carga ni se posea energía no suministrada, el balance de potencia para cada instante de tiempo de análisis se puede expresar de la siguiente manera:

$$\sum_{i=1}^t Pg_i^{chp} + Pg_i^{aero} + Pg_i^{FV} + PPRD_i + P_i^{Red} \geq \sum_{i=1}^t \sum_{j=1}^{nb} P_i^{Dj} \quad (33)$$

Donde:

Pg_i^{chp}	Potencia de CHP
Pg_i^{aero}	Potencia eólica
Pg_i^{FV}	Potencia fotovoltaica
$PPRD_i$	Aporte de potencia de PRD
P_i^{Red}	Potencia de la red
$\sum_{i=1}^t \sum_{j=1}^{nb} P_i^{Dj}$	Demanda total del sistema

II-C. Heurística en base de programación estocástica de dos etapas.

La programación estocástica es una técnica para solución óptima de problemas que poseen incertidumbre. Esta técnica en comparación con los modelos deterministas es mucho más eficiente y se ajusta más a lo que sucede en la realidad cubriendo directamente las deficiencias de modelos

deterministas.

El modelo de programación estocástica de dos etapas parte de la programación estocástica, teniendo como principal característica la clasificación de las variables de decisión en dos grupos. El primero, que en base a este se toma una decisión, después que ocurre un evento aleatorio, mismo que afecta el resultado de decisión en esta etapa. Y el segundo, que es en donde se tomará una decisión sobre el recurso que compensa los efectos incorrectos o indeseables que podría haberse experimentado como resultado de la decisión tomada en la primera etapa.

En el método propuesto en este documento para asignación de precios dinámicos en busca de una gestión óptima de micro redes, las variables de toma de decisiones de la primera etapa son la potencia de salida de las fuentes de energía de micro red que tienen un comportamiento aleatorio o estocástico, es decir, la potencia de salida de CHP que depende del precio del mercado y de la temperatura, las centrales que dependen de condiciones ambientales como viento e irradiancia, así como también la demanda de la micro red. Por otra parte, las variables de toma de decisiones de la segunda etapa, incluye a la cantidad de energía generada por unidades de solo potencia eléctrica, la potencia de aportación de programas de RD y la factibilidad de compra / venta de energía de la red, dichas variables antes descritas son las variables de entrada de un flujo óptimo de potencia, mismas que son consideradas para la asignación de recursos para un despacho óptimo, así como para la asignación de precios dinámicos para n periodos de tiempo, de manera que el costo operativo total de la micro red se minimiza.

- Función Objetivo (Z): Minimizar costo de operación de la micro red.

$$\begin{aligned} \text{Min} \rightarrow Z = & \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^m Pg_i^{chp} \times C_j + Pg_i^{aero} \times C_j + Pg_i^{FV} \times C_j \\ & + PPRD_i \times C_j + P_i^{Red} \times C_j \end{aligned} \quad (34)$$

- Sujeto a (33) y a (35):

$$\sum_{i=1}^{24} P_i^{eol} \wedge P_i^{red} \wedge P_i^{chp} \geq 0 \quad (35)$$

En (34) se muestra la función objetivo, en donde se minimiza la función de costos de funcionamiento de la micro red, la misma que contempla la potencia despachada de cada tipo de central de generación multiplicada por el costo marginal de la microred para cada periodo de tiempo que se analice.

III. PROBLEMÁTICA

El principal conflicto que se presenta al realizar un análisis de un sistema de gestión óptima de una micro red es la existencia de variables con incertidumbre en su comportamiento en el tiempo, motivo por el cual si se realiza un análisis con modelos de optimización deterministas se van

a obtener valores erróneos en los resultados. Para obtener un análisis más real en este tipo de problemas se debe realizar un análisis probabilístico en base a PDF sobre el comportamiento que van a tener todas las variables con incertidumbre en el tiempo, pudiendo inclusive realizar proyecciones de dichas variables a futuro, partiendo de datos de medición de los recursos o históricos del comportamiento de la demanda de al menos 365 días.

La mayoría de problemas en el mundo real poseen algunos parámetros con incertidumbre en cierta medida. En problemas de micro redes la velocidad del viento, radiación solar, la demanda y el precio del mercado son algunos parámetros con comportamiento incierto, por lo cual en el modelo propuesto se considera un enfoque basado en escenarios. El propósito de este método es determinar la solución óptima al momento de la decisión de un problema con parámetros de incertidumbre, partiendo de la distribución de probabilidad en base a datos históricos, luego la PDF se divide en n secciones teniendo de esta manera para cada parámetro incierto un número finito de escenarios con cierta probabilidad de ocurrencia. Por lo tanto todos los parámetros estocásticos dependerán de un conjunto finito de escenarios.

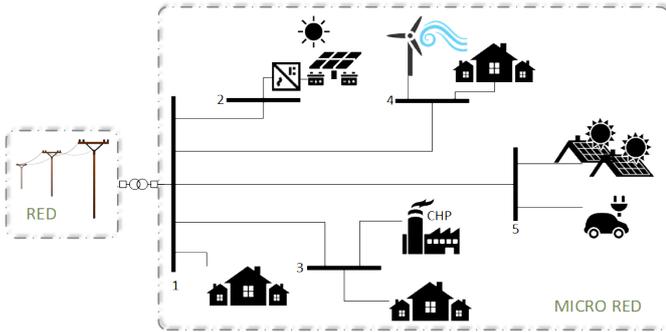


Figura 6. Configuración de la micro red del problema

En la figura 6 se representa la configuración de la micro red del problema a analizar en este documento, se puede evidenciar que la micro red está compuesta por diferentes centrales de generación de las cuales sus recursos primarios son parámetros con incertidumbre como el viento y la radiación solar, así como la demanda y la red. Por tal motivo es necesario analizar a cada parámetro incierto para poseer un resultado óptimo.

III-A. Generación de PDF para parámetros inciertos

En la mayoría de análisis probabilístico para datos de viento el PDF de Weibull es el más usado, el mismo que se muestra en (36), donde k es el índice de forma y c el índice de escalabilidad. Mediante el uso de la media y la desviación estándar, los valores de la velocidad del viento se calcularán

en base a dichos índices.

$$PDF(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \mid k = \left(\frac{\delta}{\mu}\right)^{-1,086} \quad (36)$$

$$c = \frac{\mu}{T(1 + \frac{1}{k})}$$

De igual manera se utiliza el PDF Beta para el análisis probabilístico de la radiación solar, el mismo que se muestra en (37), donde α y β son parámetros de distribución que se calculan en base a la media y desviación estándar de datos históricos de radiación solar.

$$PDF(rad) = \begin{cases} \frac{T(\alpha+\beta)}{T(\alpha)T(\beta)} \times rad^{\alpha-1}(1-rad)^{\beta-1} \\ 0 \leq rad \leq 1 \mid \alpha, \beta \geq 0 \\ 0 - \text{cualquier otro caso} \\ \beta = (1-\mu) \times \left(\frac{\mu \times (1+\mu)}{\sigma^2} - 1\right) \mid \alpha = \frac{\mu \times \beta}{1-\mu} \end{cases} \quad (37)$$

Para modelar los parámetros de incertidumbre de carga y precio del mercado eléctrico se utiliza el PDF normal, como se muestra en (38), en este tipo de PDF se utiliza la media y desviación estándar para cada parámetro.

$$PDF(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (38)$$

III-B. Generación de escenarios

Cada parámetro incierto puede tener valores infinitos y dado la dificultad que esto representa es prácticamente imposible decidirse por una optimización y resolución de un problema con entradas infinitas, para evitar lo antes mencionado el PDF de cada parámetro incierto debe dividirse en algunas secciones finitas. Por ejemplo, en la figura 7 se muestra la discretización de la función de distribución normal, misma que se divide en nueve secciones. La probabilidad y el valor correspondiente de cada escenario n_x relacionado con un parámetro incierto x se representa respectivamente por ρ_x, n_x y X_{x, n_x} .

Para este caso de estudio, la PDF de cada parámetro incierto se divide en nueve áreas, es decir que para cada parámetro incierto se tiene nueve escenarios como se muestra en la figura 7. Por lo tanto, la cantidad de escenarios que se pueden tener en una hora serán $9^4 = 6561$ y el cálculo para este número de escenarios es prácticamente imposible.

Por lo antes mencionado es importante aplicar un método de reducción de escenarios, en donde el conjunto inicial de escenarios se puede reducir a un conjunto equivalente que probabilísticamente presenta el mismo patrón de comportamiento que el conjunto inicial. El método usado en este problema para reducir escenarios es en base a una programación lineal entera mixta, donde su función objetivo es el número de escenarios. Obteniendo de esta manera

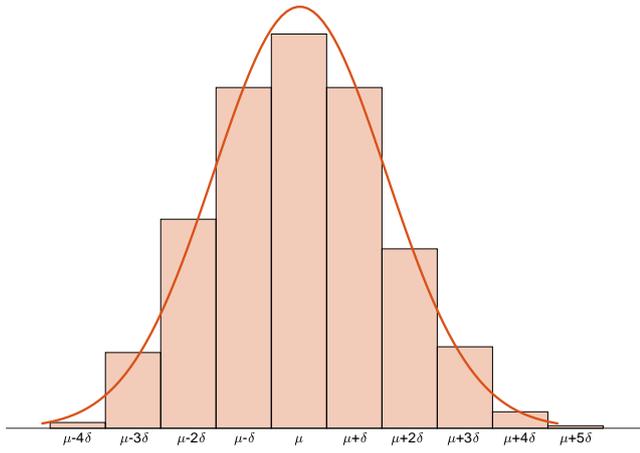


Figura 7. Discretización de la PDF

vectores de escenarios de comportamiento similar al conjunto inicial.

Para determinar el conjunto de escenarios reducido, se utiliza el siguiente criterio: la probabilidad total de nuevos vectores de escenarios que debe incluir al escenario X_{x,n_x} con una probabilidad ρ_{x,n_x} debe ser igual a el valor de probabilidad del escenario X_{x,n_x} . Bajo ésta consideración, el número de escenarios para solución de la problemática propuesta en éste documento es de cuatro y el escenario óptimo para análisis de la micro red es en base a la media de todos los escenarios, teniendo de ésta manera un solo escenario para analizar la problemática de la micro red, como se puede observar en la figura 8.

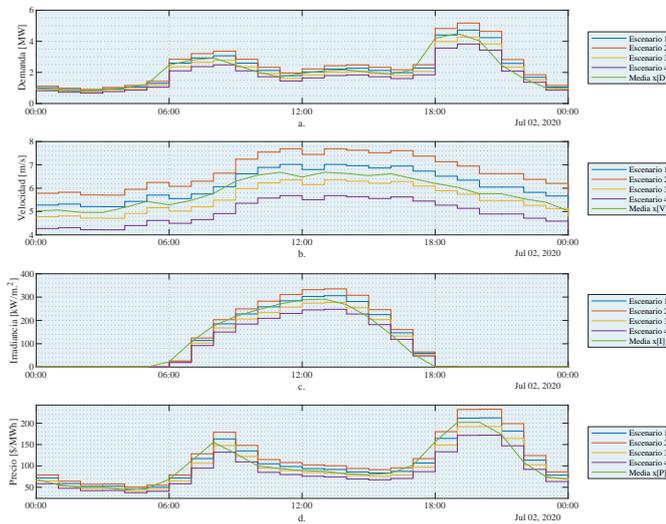


Figura 8. Escenarios de a. demanda eléctrica, b. velocidad del viento, c. irradiancia y d. precio del mercado

III-C. Pseudocódigo

En base al modelo matemático de la heurística desarrollada partiendo del modelo en programación estocástica de dos

etapas, se puede determinar el costo de operación de la micro red en cortos periodos de tiempo, considerandose como tiempo real, mediante la asignación óptima de recursos a las diferentes centrales de generación y considerando la demanda para cualquier periodo de tiempo Δt que se necesite analizar los casos de estudio.

Obteniendo de esta manera un análisis en tiempo real con variables estocásticas discretizadas y estandarizadas con el principal objetivo de que la heurística desarrollada tenga una simulación real del comportamiento de una micro red. Para este caso de estudio se considera un análisis en periodos de tiempo $\Delta t = 15$ minutos. Es importante destacar que la heurística desarrollada, no solo realiza la asignación óptima de recursos y costo dinámico, sino además la función de costo es a partir de un flujo óptimo de potencia con todas las restricciones que un flujo de potencia representa. En la tabla I se presenta el pseudocódigo de la heurística propuesta.

Tabla I
PSEUDOCÓDIGO DE MODELO DE OPTIMIZACIÓN PROPUESTA

Despacho óptimo con precios dinámicos por Heurística Estocástica

Paso 1: INICIO inicializar y cargar variables de recursos energéticos

Paso 2: Determinar el escenario óptimo en base a n variables estocásticas

$$Z_n = \frac{(X_n - \mu)}{\sigma}$$

$$n \rightarrow \text{datos discretos}$$

Paso 3: Definición de recursos estocásticos en base a PDF

Irradiación, velocidad del viento, demanda, precios de la red

$$F(x) = P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f(x) dx \geq 0$$

Paso 4: Cálculo de la Potencia Generación/ Tipo de Central en base al recurso.

$$P_{FV} = n \times A \times G$$

$$P_{Eólico} = \frac{1}{2} \times (\rho) \times (A) \times (v^3)$$

$$P_{CHP} = \frac{TGB \times CV \times n}{860 \times hpd}$$

Paso 5: Estimación de Potencia de Generación por tipo de tecnología y de manda en la micro red en tiempo real.

$$P_{Eólico}(\Delta t), P_{FV}(\Delta t), P_{CHP}(\Delta t), D_{MICRO RED}(\Delta t)$$

$$\Delta t = 1, 2, 3, 4, \dots, 60 \text{ (min)}$$

Paso 6: Ingreso de datos de tiempo real al OPF.

Paso 7: Generar matriz del despacho óptimo y precios dinámicos

$$Pg_{t,j}^{tot} = Pd_{t,j}^{tot} + P_{t,j}^{ens} + P_{t,j}^{el}$$

Paso 8: FIN

IV. CASOS DE ESTUDIO

En el presente trabajo se proponen tres casos de estudio, mismos que se muestran a continuación:

- *Caso1* : micro red conectada a la red sin PRD.
- *Caso2* : micro red conectada a la red con PRD, con cambios de carga máximo permitido del 10% y del 20%.
- *Caso3* : micro red en modo isla con PRD, considerando alivio de carga máxima permitida del 10% .

Para todos los casos se han considerado valores de demanda, velocidad del viento, temperatura e irradianza de un histórico de datos de 365 días, con la finalidad de analizar un comportamiento más real de los parámetros descritos. En cuanto al precio del mercado eléctrico, se han tomado costos de un mercado dinámico, como es el de Ontario como se muestra en [5], en el cual no se posee una fijación de tarifa eléctrica y el costo en un determinado periodo de tiempo es fluctuante.

Tabla II
PARÁMETROS DE LOS VES

Parámetros	Valores	Unidades	Parámetros	Valores	Unidades
EDC_v^{Min}	1	kWh	Pd_v^{Max}	12.5	kW
EDC_v^{Max}	25	kWh	n_v^c	90	%
PC_v^{Min}	0	kW	n_v^d	93	%
PC_v^{Max}	12.5	kW	Ω_v	0.1666	kW/km
Pd_v^{Min}	0	kW	N^v	20	-

En la tabla II se muestran los parámetros de entrada de los VEs, necesarios para poder modelar acorde lo mencionado en capítulos anteriores.

Tabla III
PARÁMETROS DE LA UNIDADES DE CHP

Parámetros	CHP
η^{chp}	75
$C_i^{chp,u}$	2
$C_i^{chp,d}$	1
η_i^{Tr}	97
CUATRO PUNTOS	A B C D
P	5 4 2 2.5
T	0 6 3 0

En la tabla III se muestran los parámetros de entrada de una central de generación de CHP, entre ellos los puntos para la curva FOR, necesaria para determinar la potencia de entrega de esta central, así como la eficiencia y los costos de la misma, todos estos datos son necesarios para poder modelar acorde lo mencionado en capítulos anteriores.

En la tabla IV se indican los valores de potencia de cada aero generador, así como los valores de velocidad de arranque, de

Tabla IV
PARÁMETROS DE LA TURBINA DE EÓLICA

Parámetros	Valor	Unidad
P	300	kW
V_{ci}	2	m/s
V_r	14	m/s
V_{co}	25	m/s

entrega de potencia nominal y de frenado.

En la tabla V se muestran los valores de las variables fijas para el cálculo de la potencia de entrega por cada panel, en este caso de estudio, la central fotovoltaica existente es una granja solar de 5681 paneles que se encuentran conectados entre ellos para poder entregar una potencia de 2.2 MW en las horas de mayor recurso solar, se considera que los paneles son de tecnología de silicio cristalino.

Tabla V
PARÁMETROS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Parámetros	Valor	Unidad
N_{OTC}	45	(C°)
I_{MPP}	4.76	(A)
V_{MPP}	17.32	(V)
N^{pv}	320	-
K_i	0.00122	(A/C°)
K_v	0.0144	(V/C°)
I_{sc}	5.32	(A)
V_{oc}	21.98	(V)

En la tabla VI se muestran los valores del porcentaje de los programas de respuesta a la demanda a implementar, así como los costos e incentivos para cada caso, se puede notar que para el tercer caso de estudio, los costos son muy superiores respecto a los dos primeros casos, esto es debido a que es un programa en base a incentivos, y la micro red no considera la seguridad energética que le proporciona la red, funcionando como isla y aliviando carga a la red, siendo un programa óptimo en cuando a confiabilidad del sistema eléctrico, pero a su vez costoso.

Tabla VI
PARÁMETROS DE LA RESPUESTA A LA DEMANDA

	Parámetros	Valores	Unidad	
Precios basado en DR	B_i^{up}	10-20	%	
	B_i^{down}	10-20	%	
Contrato de carga	β^I	0.115	\$/kWh	
	β^{II}	0.125	\$/kWh	
	β^{III}	0.14	\$/kWh	
	α^I	7	%	
Reducción de Carga	α^{II}	11	%	
	α^{III}	15	%	
	β^{elc}	2.88	\$/kWh	
	ENS	β^{ens}	4	\$/kWh
		α^{ens}	1	%

Todos los parámetros de entrada para las diferentes tecnologías de generación que componen la micro red se detallaron en las tablas antes mencionadas, sin embargo las variables

estocásticas a usar en los casos de estudio son los mostrados en la figura 8.

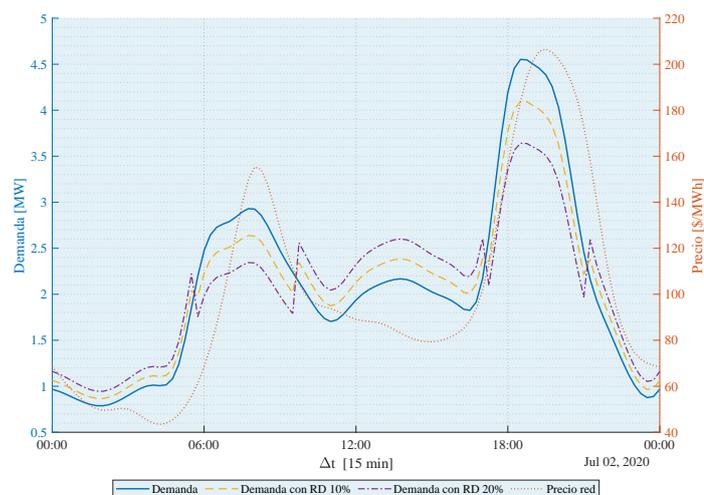


Figura 9. Despacho de potencia eléctrica - caso 1

Por otro lado en la figura 9 se muestran las curvas de demanda para todos los casos de estudio, evidenciando la fluctuación de la carga con los programas de respuesta a la demanda, además se puede evidenciar la función de precios del mercado eléctrico, misma que presenta el mismo patrón de comportamiento que la demanda, es decir, en horas de mayor demanda el precio es elevado y viceversa.

V. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN

V-A. Caso de estudio 1: micro red sin PRD y conectada a la red.

En este caso se analiza a la micro red conectada a la red eléctrica, en consecuencia puede existir un flujo de potencia bidireccional entre la red y la micro red, es decir, la micro

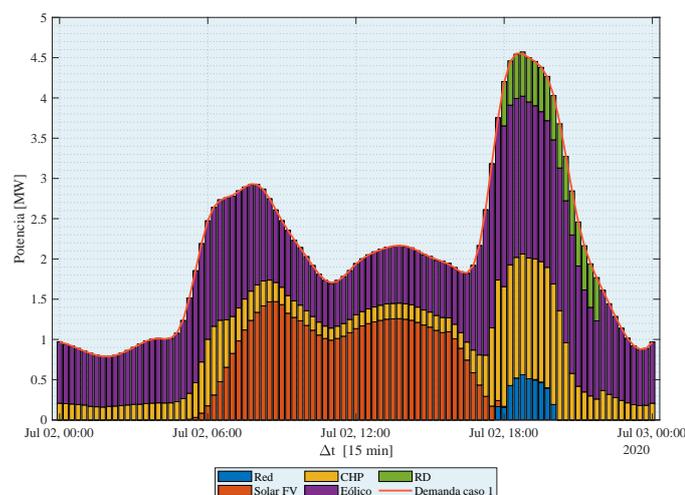


Figura 10. Despacho de potencia eléctrica - caso 1

red puede en este caso intercambiar energía aguas arriba con la red.

En la figura 10, se puede evidenciar que el análisis para despacho de energía eléctrica se lo realiza en periodos de tiempo de 15 minutos, además se puede visualizar que la micro red se auto abastece en gran parte del tiempo, con excepción en las horas de mayor demanda, en este caso la red suministra energía en cantidades bajas, se puede evidenciar que en horas que se posee recurso solar, la planta despacha en gran cantidad, sin embargo no despacha su potencia nominal, esto debido a la incertidumbre de los datos de ingreso, la planta de CHP y la eólica son las centrales que despachan durante todo el día pero no la misma cantidad de potencia. Es importante destacar que la red no despacha en grandes cantidades, debido a que los costos de la propia micro red son más bajos que los costos del sistema.

V-B. Caso de estudio 2: micro red con PRD del 10% y 20% conectada a la red.

En la figura 9, se puede evidenciar que para este caso de estudio, los programas de respuesta a la demanda modifican la curva de demanda típica, teniendo un desplazamiento tanto del 10% como del 20% de la demanda pico a las horas de demanda valle, aplanando la curva de la demanda, lo que se traduce como un alivio a la red del sistema.

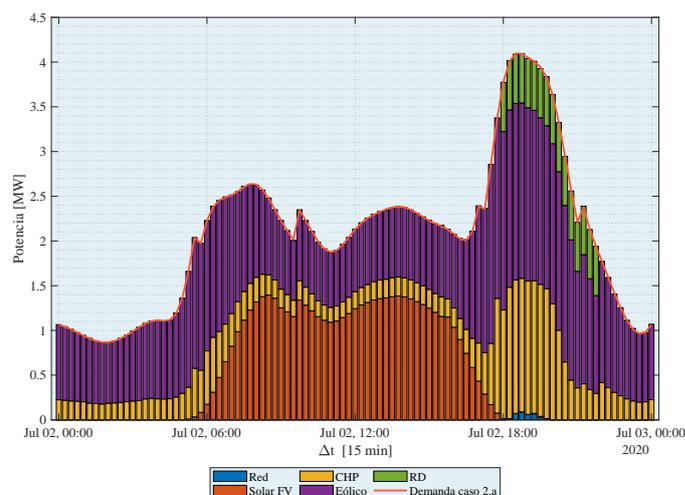


Figura 11. Despacho de potencia eléctrica - caso 2.a

En la figura 11 se puede observar que la demanda de la micro red es abastecida por las centrales de generación que forman parte de la misma, sin embargo se puede evidenciar el desplazamiento de carga desde las 18h00 hasta las 22h00 a las horas de menor demanda obedecen al PDR del 10%, lo que conlleva que la aportación de la red disminuya llegando a valores casi nulos. Para este caso la generación de la central solar fotovoltaica aumenta su porcentaje de entrega, respecto al caso anterior al igual que CHP, mientras que la potencia de la central eólica presenta el mismo comportamiento.

Por otro lado, analizando el mismo caso pero con un programa de respuesta a la demanda del 20%, lo que conlleva que se reduzca en un 20% la demanda en horas de mayor demanda y se trasladen a las de menor demanda, al igual que el caso analizado anteriormente, pero con mayor cantidad de potencia trasladada, en la figura 12 se puede observar que la curva de demanda tiene un comportamiento mas estable en el día, lo que se refleja directamente como una disminución de costo de operación de la micro red, llegando a eliminar por completo el aporte de la red, de igual manera se puede observar que a pesar de tener recursos de CHP, este no se despacha en su totalidad, sin embargo se mantiene despachandose durante el día entero en menores cantidades respecto al caso anterior, la generación eólica en este caso aumenta su porcentaje de entrega de energía y la central de generación solar tiene un comportamiento similar al caso anterior.

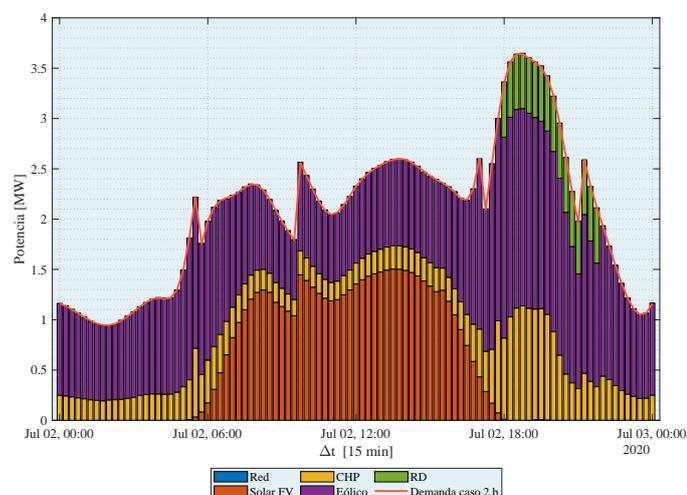


Figura 12. Despacho de potencia eléctrica - caso 2.b

V-C. Caso de estudio 3: micro red en modo isla con PRD del 10% de alivio de carga.

En este caso, la micro red se desconecta de la red principal, además con la implementación de un PRD basado en incentivos con una cantidad máxima del 10% de desconexión o alivio de carga, mediante la implementación de un contrato de tres niveles. Cuando la micro red se desconecta de la red principal, se ve en la obligación de cubrir al total de su propia demanda, sin embargo, con las limitaciones de la capacidad de generación de sus centrales, esto no se puede llegar a dar, por lo tanto, debe desconectar carga de hasta un valor máximo estipulado en el contrato, en este caso el 10%, esta reducción o alivio de carga aumentan el costo operativo de la micro red.

En la figura 13, se puede observar que a pesar de realizar un desplazamiento de carga, considerando el porcentaje mencionado, la micro red no se encuentra en la capacidad operativa de cubrir la totalidad de la demanda, teniendo desabastecimiento entre las 18h00 hasta las 22h00, esto

conlleva al aumento del costo operativo de la central, ya que se aumenta también el costo de la energía no suministrada y el costo de energía liberada al costo de operación de la red.

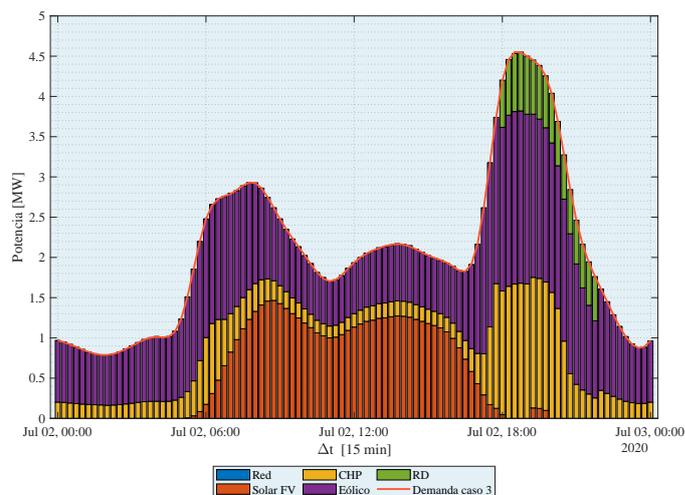


Figura 13. Despacho de potencia eléctrica - caso 3

En base al análisis realizado en cada caso de estudio, es importante analizar los costos de operación de la micro red sometida a cambios acorde a cada caso propuesto, en la figura 14, se presenta en manera de resumen los costos de cada caso de estudio con las limitaciones que se presentó en cada caso, se puede observar que la micro red en los casos 1 y 2 mantienen costos inferiores al precio de la red, tanto para el caso 1 y 2.a se posee una elevación considerable del costo, esto debido a que para estos dos casos se despacha energía de la red, en horas que la red presenta un costo elevado, encareciendo en ese periodo de tiempo el costo de energía de la micro red.

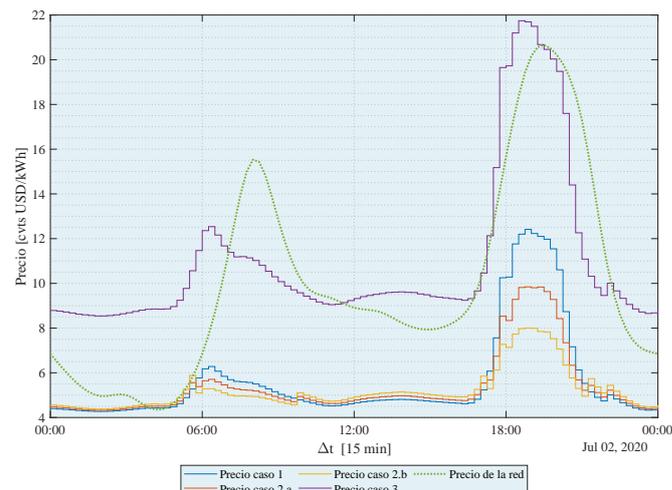


Figura 14. Resultado de costos marginales en el tiempo de análisis para todos los casos de estudio

Para el caso 2.b se puede observar que es el caso que presenta el menor costo de todos los casos de estudio, esto se debe al desplazamiento de la demanda de horas pico a horas de menor consumo de energía, alcanzando a atender con sus propios recursos la energía a la demanda en horas pico, al no tener participación de la red en esta hora, el costo marginal de operación la coloca la propia micro red.

Por otra parte, si se analiza la función de costo del caso de estudio 3, se puede observar que el costo es similar, e incluso superior al costo de la red en ciertos periodos de tiempo, debido a dos particularidades, la primera, que la micro red despache toda la capacidad en el periodo de tiempo t, encendiendo a todas las fuentes que posea y por ende encareciendo el costo de funcionamiento y segundo, debido al aumento a los costos de operación el costo de energía no suministrada en horas de demanda pico.

VI. CONCLUSIONES

Se utilizó programación estocástica de dos etapas para minimizar el costo operativo de la micro red, y poder obtener resultados que permitan analizar en cualquier periodo de tiempo el comportamiento de la red, tanto en costos como en análisis técnico.

El análisis de la gestión de micro redes mediante la heurística propuesta presenta una gran ventaja respecto de los métodos convencionales de análisis, ya que analiza por separado probabilísticamente cada una de las variables estocásticas de los recursos que necesita cada tipo de central que conforman la micro red en base a datos históricos del comportamiento de las mismas, mientras mayor sea la muestra de datos, menor será el error de simulación de la heurística

El poder analizar todos los parámetros que conforman la micro red en tiempo real es una ventaja, ya que a mayor cantidad de periodos de análisis, los resultados serán mas realistas a lo que ocurre en la vida real, pudiendo realizar una planificación adecuada de implementación de nuevas tecnologías de programas de respuesta a la demanda en micro redes.

Se ha podido evidenciar que al tener un sistema con estimación del precio en tiempo real, permite optimizar recursos de generación, disminuyendo no solo el precio de funcionamiento de la micro red, sino también disminuyendo el porcentaje de emisiones de gases contaminantes y maximizando las ganancias de la micro red.

El modelo propuesto tiene la capacidad no solo de realizar asignación óptima de recursos y por ende del precio, sino que lo realiza en base a un flujo de potencia óptimo basado en programación lineal entera mixta, en el cuál se pueden analizar mayor cantidad de variables, así como el comportamiento eléctrico de la micro red en cada barra, como en cada línea de interconexión, considerando

todas las restricciones que posee como tal un flujo de potencia.

Las micro redes con un sistema de gestión inteligente que contemple programas de respuesta a la demanda en base a precios dinámicos, que sea capaz de comparar en tiempo real el precio de la micro red con el de la red para posterior toma de decisiones, se perfila como una solución a los múltiples problemas que presentan las redes eléctricas en sus diferentes niveles.

VII. TRABAJOS FUTUROS

Mejorar el método propuesto, enfocándose a objetivos socio-técnico-económicos, así como considerar más fuentes de energía de diferente tecnología, con el fin de buscar versatilizar lo propuesto en este documento.

REFERENCIAS

- [1] H. Shareef, M. S. Ahmed, A. Mohamed, and E. A. Hassan, "Review on home energy management system considering demand responses, smart technologies, and intelligent controllers," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 24 498–24 509, 4 2018.
- [2] P. Alvina, X. Bai, Y. Chang, D. Liang, and K. Lee, "Smart community based solution for energy management: An experimental setup for encouraging residential and commercial consumers participation in demand response program," vol. 143. Elsevier Ltd, 2017, pp. 635–640.
- [3] Z. Chen, L. Wu, and Y. Fu, "Real-time price-based demand response management for residential appliances via stochastic optimization and robust optimization," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, pp. 1822–1831, 2012.
- [4] M. Doostizadeh and H. Ghasemi, "A day-ahead electricity pricing model based on smart metering and demand-side management," *Energy*, vol. 46, pp. 221–230, 2012.
- [5] A. S. Farsangi, S. Hadayeghparast, M. Mehdinejad, and H. Shayanfar, "A novel stochastic energy management of a microgrid with various types of distributed energy resources in presence of demand response programs," *Energy*, vol. 160, pp. 257–274, 10 2018.
- [6] M. Yu and S. H. Hong, "Incentive-based demand response considering hierarchical electricity market: A stackelberg game approach," *Applied Energy*, vol. 203, pp. 267–279, 2017.
- [7] H. Geramifar, M. Shahabi, and T. Barforoshi, "Coordination of energy storage systems and dr resources for optimal scheduling of microgrids under uncertainties," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, pp. 378–388, 2017.
- [8] E. Grover-Silva, M. Heleno, S. Mashayekh, G. Cardoso, R. Girard, and G. Kariniotakis, "A stochastic optimal power flow for scheduling flexible resources in microgrids operation," *Applied Energy*, vol. 229, pp. 201–208, 11 2018.
- [9] Y. Zhang, F. Meng, R. Wang, W. Zhu, and X. J. Zeng, "A stochastic mpc based approach to integrated energy management in microgrids," *Sustainable Cities and Society*, vol. 41, pp. 349–362, 8 2018.
- [10] Y. Guo, J. Xiong, S. Xu, and W. Su, "Two-stage economic operation of microgrid-like electric vehicle parking deck," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, pp. 1703–1712, 5 2016.
- [11] T. M. Hansen, R. Roche, S. Suryanarayanan, A. A. Maciejewski, and H. J. Siegel, "Heuristic optimization for an aggregator-based resource allocation in the smart grid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 1785–1794, 7 2015.
- [12] I. Hussain, S. Mohsin, A. Basit, Z. A. Khan, U. Qasim, and N. Javaid, "A review on demand response: Pricing, optimization, and appliance scheduling," vol. 52. Elsevier B.V., 2015, pp. 843–850.
- [13] M. Hussain and Y. Gao, "A review of demand response in an efficient smart grid environment," *Electricity Journal*, vol. 31, pp. 55–63, 6 2018.
- [14] T. Samad, E. Koch, and P. Stluka, "Automated demand response for smart buildings and microgrids: The state of the practice and research challenges," *Proceedings of the IEEE*, vol. 104, pp. 726–744, 4 2016.
- [15] Z. Zhao, L. Wu, and G. Song, "Convergence of volatile power markets with price-based demand response," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 2107–2118, 2014.
- [16] L. Jia and L. Tong, "Renewables and storage in distribution systems: Centralized vs. decentralized integration," *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 34, pp. 665–674, 3 2016.

- [17] D. R. Shang, "Pricing of emergency dynamic microgrid power service for distribution resilience enhancement," *Energy Policy*, vol. 111, pp. 321–335, 12 2017.
- [18] A. Khodaei, S. Bahramirad, and M. Shahidehpour, "Microgrid planning under uncertainty," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, pp. 2417–2425, 9 2015.
- [19] Y. Li and M. Trayer, "Automated residential demand response: algorithmic implications of pricing models." IEEE, 2012.
- [20] D. T. Nguyen, H. T. Nguyen, and L. B. Le, "Dynamic pricing design for demand response integration in power distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 3457–3472, 9 2016.
- [21] C. Li, F. D. Bosio, S. K. Chaudhary, M. Graells, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Operation cost minimization of droop-controlled dc microgrids based on real-time pricing and optimal power flow," 2015.
- [22] D. T. Nguyen and L. B. Le, "Risk-constrained profit maximization for microgrid aggregators with demand response," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 135–146, 1 2015.
- [23] C. Li, F. D. Bosio, F. Chen, S. K. Chaudhary, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Economic dispatch for operating cost minimization under real-time pricing in droop-controlled dc microgrid," vol. 5. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 3 2017, pp. 587–595.
- [24] B. Li, R. Roche, D. Paire, and A. Miraoui, "A price decision approach for multiple multi-energy-supply microgrids considering demand response," *Energy*, vol. 167, pp. 117–135, 1 2019.
- [25] D. Liu, Y. Xu, Q. Wei, and X. Liu, "Residential energy scheduling for variable weather solar energy based on adaptive dynamic programming," *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, vol. 5, pp. 36–46, 1 2018.
- [26] G. Lipari, G. D. Rosario, C. Corchero, F. Ponci, and A. Monti, "A real-time commercial aggregator for distributed energy resources flexibility management," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 15, pp. 63–75, 9 2018.
- [27] T. Lu, Q. Ai, and Z. Wang, "Interactive game vector: A stochastic operation-based pricing mechanism for smart energy systems with coupled-microgrids," *Applied Energy*, vol. 212, pp. 1462–1475, 2 2018.
- [28] V. Mohan, J. G. Singh, W. Ongsakul, M. N. Madhu, and M. P. R. Suresh, "Economic and network feasible online power management for renewable energy integrated smart microgrid," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 7, pp. 13–24, 9 2016.
- [29] D. T. Nguyen and L. B. Le, "Optimal bidding strategy for microgrids considering renewable energy and building thermal dynamics," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 1608–1620, 2014.