



POSGRADOS

MAESTRÍA EN

ELECTRICIDAD

RPC-SO-30-No.508-2019

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

ARTÍCULO PROFESIONAL DE ALTO NIVEL

TEMA:

DESPACHO ÓPTIMO DE ENERGÍA EN
PLANTAS VIRTUALES DE GENERACIÓN BASADO EN
FLUJOS DINÁMICOS DE POTENCIA

AUTOR:

DARWIN MESÍAS CANACUÁN QUSHPE

DIRECTOR:

DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA

QUITO - ECUADOR
2021

Autor:



Darwin Mesías Canacuan Quishpe

Ingeniero Eléctrico

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención en Sistemas Eléctricos de Potencia

Universidad Politécnica Salesiana – Sede Quito.

dcanacuanq@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Diego Francisco Carrión Galarza

Docente UPS sede Quito

Ingeniero Eléctrico

Magíster en Electricidad

dcarrion@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

©2021 Universidad Politécnica Salesiana.

QUITO – ECUADOR – SUDAMÉRICA

CANACUAN QUISHPE DARWIN MESIAS

***DESPACHO ÓPTIMO DE ENERGÍA EN PLANTAS VIRTUALES DE GENERACIÓN
BASADO EN FLUJOS DINÁMICOS DE POTENCIA***

Despacho Óptimo de Energía en Plantas Virtuales de Generación basado en Flujos Dinámicos de Potencia

Darwin Canacuán, Diego Carrión

Abstract—The growing presence of non-conventional renewable energies within modern electrical power systems, generates one of the greatest challenges in planning the optimal dispatch of active power economically and appropriately for the normal operation of the system. To achieve the goal of economic dispatch and that non-conventional renewable energies can compete within the electricity market, the concept of virtual generation plant (VPP) which considers for its training electrical elements and equipment, communications systems, management system of energy and the storage capacity of energy sources such as solar and wind, to work as a single set that generates economic and operational benefits within the characteristics and restrictions of an electrical power system. Establish a scenario that considers the entry of a virtual generation plant and subsequently analyze the effects caused, it is proposed to analyze the problem with dynamic flows of AC power. The flow optimal AC power (DOPAC) uses a non-linear programming algorithm and is subject to both the characteristic restrictions of the elements and equipment electrical, as to the restrictions of the topology and formation of the electrical power system; In addition, the variable dynamics of the resource is considered in energy sources considered to be solar and wind. The IEEE 9-bar system is used to illustrate the effectiveness of the method compared the results of the system with and without the integration of a virtual generation plant. The results obtained show that the entry of a VPP to the electric power system manages to minimize generation costs in certain periods of time depending on the availability of energy resources.

Index Terms—Economic dispatch, Energy management system (EMS), Optimization, Planning, Power Flow, Renewable Energy Source (RES), Virtual Power Plant (VPP).

I. INTRODUCCIÓN

EL estudio e investigación de tecnologías de generación renovable no convencional para un desarrollo sostenible y sustentable con el medio ambiente, ha comenzado con la utilización e ingreso en mediana escala de generación eólica y fotovoltaica en la red eléctrica de potencia, con el objetivo de reducir la utilización de combustibles fósiles y por ende niveles de contaminación ambiental [1]. Al incluir fuentes de energía renovable no convencional en sistemas eléctricos de potencia (SEP), se debe analizar la confiabilidad y calidad de energía entregada, debido a la aleatoriedad y estocacidad del recurso renovable utilizado; la variación dentro de períodos de tiempo tanto de la demanda como la generación, restringen la inclusión de una planta de generación virtual a mantener

niveles de estabilidad que permitan una operación continua del SEP. Una de las soluciones para mantener el continuo funcionamiento de una planta de generación virtual es integrar una central de generación térmica o utilizar almacenamiento de energía formando una micro red en un espacio determinado del SEP, que permita abastecer la demanda continuamente sin interrupciones [2].

El desarrollo de tecnologías de información y transmisión de datos para redes inteligentes permiten aplicar estos conceptos a mayor escala para la administración y operación de un conjunto de plantas de generación renovable no convencional y otros elementos o equipos eléctricos para ingresar al sistema eléctrico de potencia como un conjunto denominado planta de generación virtual que permite la utilización y competencia de las energías limpias dentro del mercado eléctrico [3]. Administrar y operar en forma eficiente un SEP permite planificar un despacho ideal de energía eléctrica, para este objetivo se han empleado diferentes métodos matemáticos de optimización siendo los más convencionales programación lineal, método del gradiente, programación no lineal, programación dinámica, etc. [4], [5].

El flujo óptimo de potencia es un asunto básico en los sistemas eléctricos de potencia en el cual la generación eléctrica debe abastecer la demanda de energía cumpliendo con restricciones de la topología del SEP y propiedades o capacidades de elementos y equipos eléctricos del mismo, si al problema elemental flujo óptimo de potencia se le suman restricciones relacionadas con el tiempo y generación de energía que depende de condiciones estocásticas del ambiente o disponibilidad del recurso, el problema se convierte en un escenario dinámico, denominado flujo óptimo de potencia dinámico (DOPF) [6], creando un problema de mayor complejidad y el método de solución para el mismo es esencial para obtener resultados que representen condiciones operativas válidas en el sistema de potencia analizado [7]. El objetivo del presente artículo es presentar el comportamiento del flujo óptimo dinámico de potencia en sistemas de potencia que dispongan una planta virtual de generación con alta penetración de energías renovables no convencionales.

La aplicación de estos métodos en la optimización de una variable del sistema eléctrico requiere de grandes cantidades de memoria computacional y los tiempos de

D. Canacuán is with the Electrical Engineering Department, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador (email: dcanacuanaq@est.ups.edu.ec)

D. Carrión is with the Electrical Engineering Department, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador (email: dcarrion@ups.edu.ec)

ejecución del algoritmo de solución es elevado debido a la gran cantidad de ecuaciones y variables que intervienen en la modelación de sistema eléctrico de potencia [8]. Por lo cual las investigaciones ahora son orientadas a la utilización de algoritmos meta heurísticos o evolutivos (EA), se pueden utilizar métodos como Evolución estratégica (ES), Programación genética (GP), Algoritmos genéticos (GA) y programación evolutiva (EP) [9].

En la sección dos del artículo se expone el concepto de planta virtual de generación. La sección tres aborda el modelo matemático para el despacho óptimo de potencia en un SEP que integra una planta de generación virtual mediante flujos dinámicos de potencia. En la parte cuatro se lleva a cabo un análisis de los resultados obtenidos y finalmente en la parte cinco se presentan las conclusiones del trabajo.

II. PLANTA DE GENERACIÓN VIRTUAL (VPP)

Una planta de generación virtual es un conjunto de elementos que puede estar conformado por fuentes de generación renovable convencional y no convencional (eólica, solar), sistemas de almacenamiento de energía, cargas controladas, sistema de comunicaciones, sistema de gestión (EMS) y sistema de control, para realizar el despacho de energía económico en el mercado eléctrico frente a las grandes plantas de generación convencionales (hidroeléctricas, termoeléctricas, gas) [10].

Al disponer de un contrato en el mercado eléctrico, la planta virtual de generación debe asegurar la entrega de la potencia contratada por lo cual se puede incluir plantas de generación hidroeléctrica o térmica dependiendo la capacidad mínima de despacho de la planta de generación virtual de esta manera se evita la penalización por parte del ente regulador del mercado eléctrico [11], [12]. Adicional la inclusión de estas fuentes de energía renovable convencional permite a la planta de generación virtual contar con capacidad de inercia frente a inconvenientes de estabilidad que pueden suceder en un sistema eléctrico de potencia [13], [14]. En las referencias [15], [16] se modela el despacho de energía en una planta virtual de energía tomando en cuenta dos etapas, la primera etapa considera las restricciones del mercado eléctrico y la segunda etapa considera la topología y características de operación tanto del SEP y la planta virtual de generación. Se da prioridad al despacho de energía por parte de una planta de generación virtual ya que esta formada por fuentes de energía renovable no convencional, a pesar de los elevados costos que representa en el mercado eléctrico [17].

En el modelo de la VPP se debe considerar a los productores de energía, consumidores y consumidores flexibles los cuales cuenten con sistemas de comunicación y control que permitan desplazar el requerimiento de energía eléctrica a periodos de tiempo convenientes para la operación de la VPP sin afectar las actividades esenciales de los respectivos consumidores o clientes asociados al modelo. En las referencias [18], [19] se analiza la operación óptima de una planta de generación virtual

considerando ganancias o beneficios para los inversionistas y las condiciones técnicas del sistema eléctrico de potencia.

A. Despacho Económico

La programación del despacho de energía en un SEP, se debe realizar de forma ordenada para un periodo o momento de tiempo determinado, considerando escenarios probables de demanda, criterios económicos y técnicos, asegurando una operación normal, confiable y segura del sistema eléctrico [20]. El principal objetivo en el problema del despacho económico es reducir costos de generación, tomando en cuenta las restricciones del SEP (Topología del sistema, límites máximos y mínimos, características de elementos y equipos eléctricos), se calculan valores óptimos para las variables independientes o de control (Potencia activa y reactiva en nodo PV, tap de transformador, etc.), dependiendo de los resultados se tienen valores en las variables de estado (Magnitud de voltaje y ángulo en barras, Potencia reactiva de generación, carga de líneas de transmisión, etc.), el conjunto de solución del problema de optimización indicaría la operación estable y confiable del SEP [21].

En el planteamiento del problema de despacho económico, la literatura lo divide en dos formulaciones, la primera se considera un despacho económico estático con una demanda constante y restricciones definidas, la segunda se define la demanda y ciertas restricciones variables en determinados periodos de tiempo bajo diferentes modos de operación, determinando que los costos de generación sean mínimos en ambos casos [22], [23]. En [24] se considera a la planta de generación virtual como una planta de energía convencional y se realiza el despacho económico mediante el método de programación lineal. En [1] se realiza el despacho de energía de una planta de generación virtual modelada dentro de una Smart Grid. En la referencia [9] se realiza el despacho de energía considerando la variación de la demanda y restricción de recursos energéticos.

El algoritmo presentado a en este documento permite obtener información sobre cargabilidad en líneas, magnitud y ángulo de voltaje en barras, despacho de potencia activa y reactiva. Se han considerado 24 escenarios en los que la demanda de energía sea variable, restricciones convencionales para máquinas sincrónicas, límites máximos variables en la planta de generación virtual y un límite inferior constante simulando el contrato que debe cumplir una planta de generación virtual dentro del mercado eléctrico. Además se garantiza el abastecimiento total de la demanda y el cumplimiento de restricciones técnicas en la red.

III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el presente documento se analiza el despacho económico de energía en intervalos de tiempo, al adicionar restricciones de tiempo y la naturaleza dinámica de generación en fuentes de energía renovable no convencional, el flujo de potencia óptimo se transforma en un flujo óptimo dinámico de potencia (DOPF), estas consideraciones dan como resultado

un problema de mayor complejidad que abarca tanto la variable tiempo como las restricciones de la red, por lo tanto el método de solución implementado es crucial para obtener una solución que represente condiciones de operación confiables dentro del sistema eléctrico. En las referencias [25], [26] se considera el criterio de flujo estocástico dinámico óptimo de potencia (DSOPF), para realizar flujos óptimos de potencias y operar redes de energía eléctrica que integren fuentes de energía renovable no convencionales.

El modelo seleccionado para realizar el despacho considera la respectivas restricciones del sistema eléctrico de potencia, restricciones asociadas a elementos y equipos, restricciones de límites máximos y mínimos variables de generación de energía eléctrica renovable no convencional.

El despacho óptimo de energía permite obtener resultados de generación activa en los distintas máquinas que representen condiciones operativas normales para el SEP, dependiendo de la disponibilidad del recurso energético correspondiente y las restricciones del escenario analizado, garantizando el abastecimiento de la demanda a un costo mínimo [25], [26]. Para resolver el despacho dinámico de generación con el ingreso de un planta virtual de generación, se integra el recurso renovable disponible de la energía eólica y solar como un conjunto para interactuar dentro del sistema de potencia, los generadores convencionales mantienen sus características y restricciones [27], [28].

A. Modelo de despacho óptimo dinámico basado en FOPAC

El planteamiento del problema y modelos de solución para el despacho económico son variados, para este método de solución se toman como base las ecuaciones matemáticas que representan el modelo general de flujos de potencia AC y se desarrolla un despacho económico en varios periodos considerando la aleatoriedad y restricciones de las variables asociadas a la solución. El componente principal del problema de optimización es la función objetivo, modelada como se indica en la ecuación (1):

$$OF = \sum_{i,t} b_g P_{i,t}^g + \sum_{i,t} B P_{i,t}^{sol+eol} \quad (1)$$

La función objetivo esta sujeta a la modelación matemática del flujo de potencia AC: balance de potencias entre generación, carga y transmisión (2) y (3), flujo de corriente por elementos de transmisión (4), potencia total generada (5), potencia activa y reactiva en cada nodo (6) y (7), son magnitudes que pueden cambiar para equilibrar la asociación entre generación, demanda y pérdidas [29].

$$P_{i,t}^g + P_{i,t}^{sol+eol} - P_{i,t}^L = \sum_{j \in \Omega_i^i} P_{ij,t} : \lambda_{i,t}^p \quad (2)$$

$$Q_{i,t}^g + Q_{i,t}^{sol+eol} - Q_{i,t}^L = \sum_{j \in \Omega_i^i} Q_{ij,t} : \lambda_{i,t}^q \quad (3)$$

$$I_{ij,t} = \frac{V_{i,t} \angle \delta_{i,t} - V_{j,t} \angle \delta_{j,t}}{Z_{ij} \angle \theta_{ij}} + \frac{b V_{i,t}}{2} \angle (\delta_{i,t} + \frac{\pi}{2}) \quad (4)$$

$$S_{ij,t} = (V_{i,t} \angle \delta_{i,t}) I_{ij,t}^* \quad (5)$$

$$P_{ij,t} = \frac{V_{i,t}^2}{Z_{ij}} \cos(\theta_{ij}) - \frac{V_{i,t} V_{j,t}}{Z_{ij}} \cos(\delta_{i,t} - \delta_{j,t} + \theta_{ij}) \quad (6)$$

$$Q_{ij,t} = \frac{V_{i,t}^2}{Z_{ij}} \sin(\theta_{ij}) - \frac{V_{i,t} V_{j,t}}{Z_{ij}} \sin(\delta_{i,t} - \delta_{j,t} + \theta_{ij}) - \frac{b V_{i,t}^2}{2} \quad (7)$$

Las restricciones para las variables: potencia activa (8), potencia reactiva (9) y límite máximo de potencia activa transmitida en líneas (10).

$$P_i^{g,min} \leq P_{i,t}^g \leq P_i^{g,max} \quad (8)$$

$$Q_i^{g,min} \leq Q_{i,t}^g \leq Q_i^{g,max} \quad (9)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij,t} \leq P_{ij}^{max} \quad (10)$$

donde,

OF	Función objetivo
b_g	Coefficiente de costo de generación de la unidad g
$P_{i,t}^g$	Potencia activa disponible del generador g en la barra i en el momento t
B	Coefficiente de costo de la Planta de Generación Virtual
$P_{i,t}^{sol+eol}$	Potencia activa disponible de la VPP en la barra i en el momento t
$P_{i,t}^L$	Carga activa variable en la barra i en el momento t
$P_{ij,t}$	Flujo de potencia activa en la línea de transmisión que conecta la barra i con la j en el momento t
$Q_{i,t}^g$	Potencia reactiva del generador g en la barra i en el momento t
$Q_{i,t}^L$	Carga reactiva variable en la barra i en el momento t
$Q_{ij,t}$	Flujo de potencia activa en la línea de transmisión que conecta la barra i con la j en el momento t
$I_{ij,t}$	Flujo de corriente en el elemento que conecta la barra i con la j en el momento t
$V_{i,t}$	Magnitud de voltaje en la barra i en el momento t
$\delta_{i,t}$	Ángulo del voltaje en la barra i en el momento t
Z_{ij}	Impedancia del elemento que conecta la barra i con la barra j
b	Suceptancia de la rama que conecta la barra i con la barra j
$S_{ij,t}$	Potencia Aparente en el elemento de transmisión que conecta la barra i con la j en el momento t
$P_i^{g,max/min}$	Límite máximo/mínimo de generación de energía de la unidad g en el momento t

En Matlab se modela matemáticamente el sistema de potencia eléctrico considerando los elementos y equipos eléctricos para la generación y transmisión, este programa exporta las ecuaciones, datos y restricciones ingresados en forma de vectores y matrices hacia GAMS el cual resuelve el problema con diferentes datos para cada periodo de los 24 considerados, en los cuales la demanda es variable y las fuentes de energía renovable no convencionales se adapta a las condiciones estocásticas características del recurso disponible, de esta forma se entrega resultados de un flujo óptimo de potencia en cada período que posteriormente son analizados.

El siguiente algoritmo muestra la metodología usada para realizar el despacho económico en un sistema eléctrico de potencia que incluya una planta de generación virtual mediante flujos dinámicos de potencia.

Algoritmo:	Despacho Económico de energía basado en flujos dinámicos de potencia
Paso 1:	Inicialización Parámetros de elementos y equipos eléctricos para formar la topología de la red $Z_{ij}, P_{i,t}^L, Q_{i,t}^L, P_i^{g,max/min}, Q_i^{g,max/min}, P_{ij}^{g,max/min}, b_g, B$
Paso 2:	$VPP = \sum_{i,t} P_{i,t}^{sol+eol}$ Sujeto a: $P_{i,t}^{sol+eol,min} \leq P_{i,t}^{VPP} \leq P_{i,t}^{sol+eol,max}$
Paso 3:	Despacho Económico F.O.: $OF = \sum_{i,t} b_g P_{i,t}^g + \sum_{i,t} B P_{i,t}^{sol+eol}$ Sujeto a: $P_{i,t}^g + P_{i,t}^{sol+eol} - P_{i,t}^L = \sum_{j \in \Omega_i^i} P_{ij,t} : \lambda_{i,t}^P$ $Q_{i,t}^g + Q_{i,t}^{sol+eol} - Q_{i,t}^L = \sum_{j \in \Omega_i^i} Q_{ij,t} : \lambda_{i,t}^Q$ $I_{ij,t} = \frac{V_{i,t} \angle \delta_{i,t} - V_{j,t} \angle \delta_{j,t}}{Z_{ij} \angle \theta_{ij}} + \frac{b V_{i,t}}{2} \angle (\delta_{i,t} + \frac{\pi}{2})$ $S_{ij,t} = (V_{i,t} \angle \delta_{i,t}) I_{ij,t}^*$ $P_{ij,t} = \frac{V_{i,t}^2}{Z_{ij}^2} \cos(\theta_{ij}) - \frac{V_{i,t} V_{j,t}}{Z_{ij}} \cos(\delta_{i,t} - \delta_{j,t} + \theta_{ij})$ $Q_{ij,t} = \frac{V_{i,t}^2}{Z_{ij}^2} \sin(\theta_{ij}) - \frac{V_{i,t} V_{j,t}}{Z_{ij}} \sin(\delta_{i,t} - \delta_{j,t} + \theta_{ij}) - \frac{b V_{i,t}^2}{2}$ $P_i^{g,min} \leq P_{i,t}^g \leq P_i^{g,max}$ $Q_i^{g,min} \leq Q_{i,t}^g \leq Q_i^{g,max}$ $P_{ij}^{min} \leq P_{ij,t} \leq P_{ij}^{max}$
Paso 4:	Indicar resultados de optimización por período $V_{i,t}, \delta_{i,t}, P_{i,t}^g, P_{ij}$

IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El algoritmo fue implementado sobre el software MATLAB R2018b, el cual se enlaza con GAMS software dedicado para resolución de modelos de optimización, con el fin de utilizar algoritmos específicos; MATLAB permite manejar los parámetros y datos de ingreso para la modelación del problema; mientras que GAMS ejecuta la solución del modelo, almacenando datos de entrada y resultados de la optimización. Las simulaciones se desarrollan en un computador con procesador Intel(R) Core(TM) i7-4700MQ CPU @ 2.40GHz, 8 GB de RAM y Windows 8. En GAMS se emplea el solver NLP en cada período.

A. Casos de Estudio

Con el objetivo de observar el comportamiento del algoritmo desarrollado para realizar el despacho económico de

energía en un SEP que integre una planta virtual de generación, se realiza simulaciones con los datos correspondientes al sistema eléctrico IEEE 9 barras considerando los datos de la Tabla 1, posteriormente se examina que los resultados de despacho obtenidos constituyen condiciones operativas válidas.

TABLA I
DATOS GENERADORES Y VPP

GEN	Barra(i)	c[\$/MWh]	Pmax[MW]	Pmin[MW]
G1	1	11	200	5
G2	2	12	165	5
G3	3	10	85	5
VPP	5	9	20	0

Se ha realizado flujos óptimos dinámicos de potencia con y sin la integración de la VPP en la barra 5; se determina el ingreso de la VPP en la barra 5 debido a que sus resultados de voltajes en las simulaciones de flujo óptimo AC tienen como resultado los mínimos en comparación a las otras barras del sistema de potencia, la demanda de potencia activa y reactiva del sistema es variable en las respectivas barras en los 24 períodos analizados, además la disponibilidad del recurso de energía renovable no convencional es de naturaleza dinámica por lo cual la planta virtual de generación dispone de diferente capacidad de potencia activa para entregar al SEP en cada período.

En la figura 1 se exponen los resultados de la variación del ángulo de cada generador considerando los escenarios mencionados, tomando en cuenta el generador de la barra 1 como oscilante.

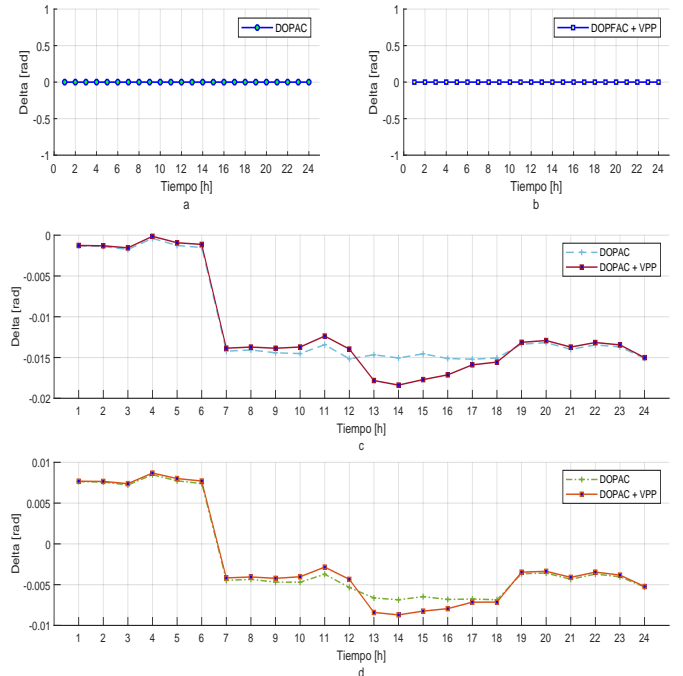


Figure 1. Resultados ángulos del sistema. (a) y (b) Barra 1, (c) Barra 2, (d) Barra 3

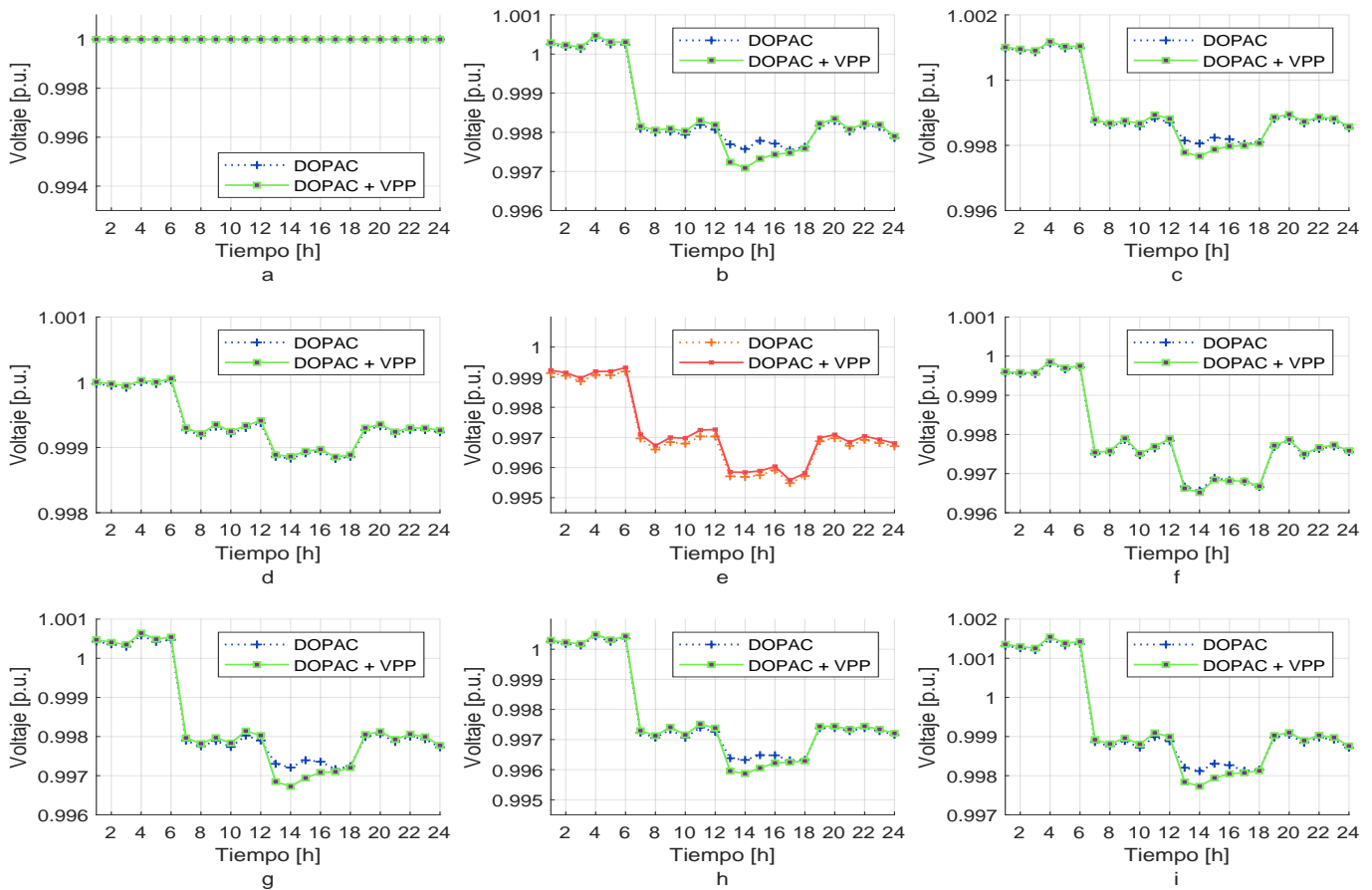


Figure 2. Resultados de Voltajes. (a) Nodo 1, (b) Nodo 2, (c) Nodo 3, (d) Nodo 4, (e) Nodo 5, (f) Nodo 6, (g) Nodo 7, (h) Nodo 8, (i) Nodo 9

Se verifica que en cada escenario no se altera su valor, en cambio los ángulos correspondientes a las máquinas sincrónicas restantes disminuyen su valor en cada periodo de despacho de potencia activa en el intervalo entre las 7h00 y 18h00 en el cual la planta virtual de generación entrega la máxima cantidad de potencia activa que dispone, debido a la naturaleza estocástica de las fuentes de energía renovable no convencionales.

Se observan mayores cambios en la barra asociada al generador 2 que tiene el mayor costo de generación, ya que en el intervalo que entra en funcionamiento la VPP entrega menor potencia al sistema eléctrico, existe variación en el valor del ángulo en el generador 3 a pesar de que entrega siempre 85 MW en ambos casos, este resultado se debe a que las variables de estado como son los ángulos en las barras no solo depende de la generación en la barra 3, ya que este resultado se encuentra asociado a todas las variables y ecuaciones que forman el planteamiento matemático en el modelo del sistema eléctrico de potencia.

En la figura 2 se aprecian los resultados de voltajes en las barras del sistema eléctrico IEEE 9 barras, se decide simular el ingreso de la planta de generación virtual en la barra 5 debido a que los valores de voltajes resultantes en esta barra en comparación con las otras eran los mínimos que se tenían en el sistema eléctrico y de esta manera mejorar el valor del

voltaje que se tiene en cada periodo.

Como se esperaba la barra 1 asociada al generador slack mantiene su valor en 1 p.u. en cada período analizado en los dos escenarios. Para el análisis de los restantes resultados se lo va a realizar en parejas ya que las barras se encuentran asociadas a un transformador de potencia en cada máquina de generación. En las barras 3 y 9 se observa una disminución semejante de los valores del voltaje en el período entre las 13h00 y 16h00, en este intervalo se entrega la mayor cantidad de generación activa por parte de la planta de generación virtual por lo cual la transferencia de potencia se altera en el sistema de transmisión, lo que cambia los resultados obtenidos.

Se presenta un caso similar en las barras 2 y 7. En la barra 4 no se presenta cambios debido a que esta se encuentra conectada al transformador de la máquina oscilante. En las barras 6 y 8 que se encuentran asociadas a las cargas del SEP, se observa que la inclusión de la VPP afecta a la barra que se encuentra alimentando mayor carga en el período analizado. En el caso de la barra 5 en cada período analizado se puede observar que se mejora en una parte mínima los niveles de voltaje a pesar de que esta barra se encuentra asociada a la carga más alta del sistema.

En la figura 3 se va a analizar los resultados de la circulación de potencia activa por los elementos de transmisión y transformadores de potencia. Para el transformador asociado al generador 1 que tiene un costo de generación promedio y

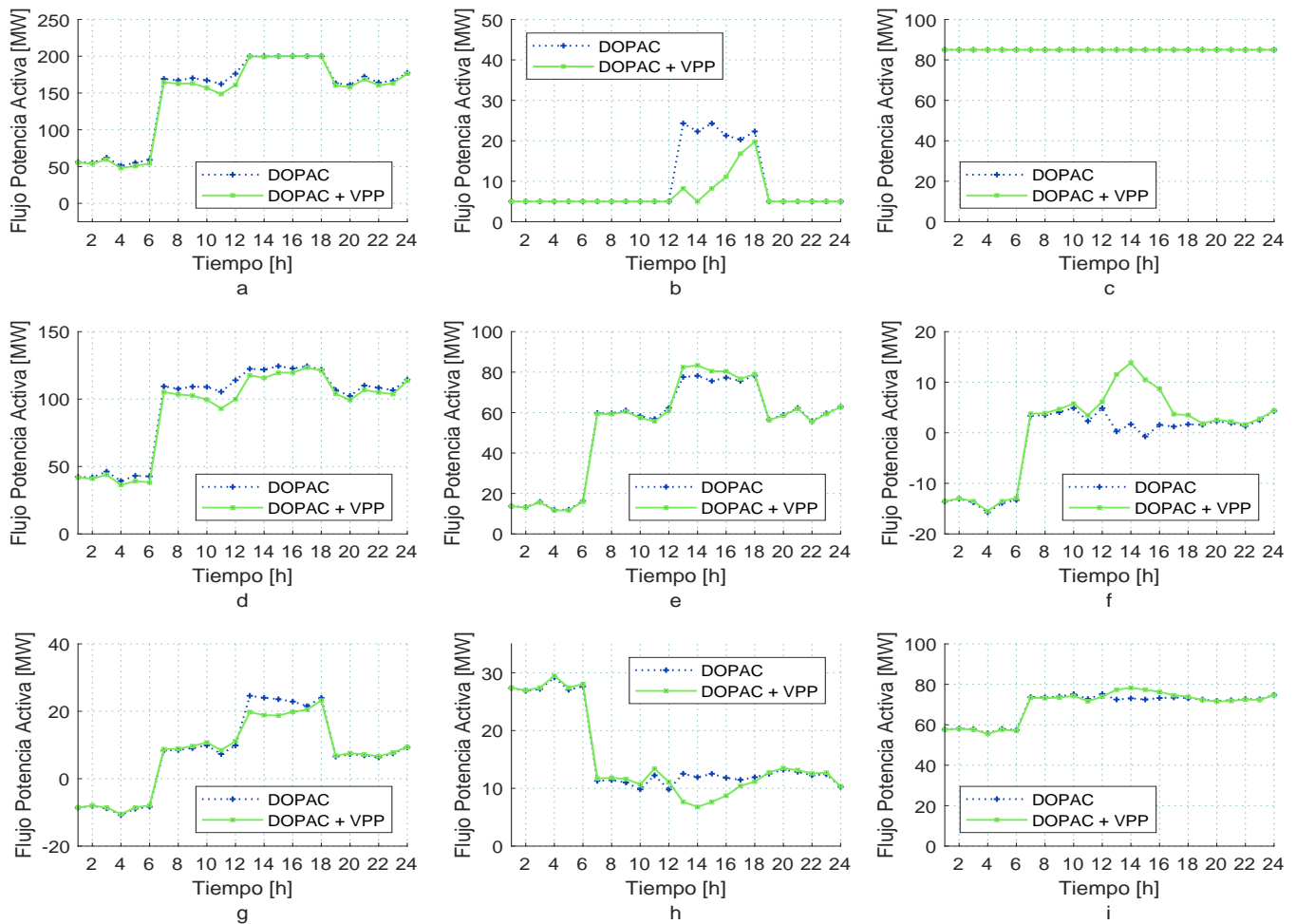


Figure 3. Resultados transferencia de potencia activa en líneas de transmisión y transformadores de potencia. (a) Trf 1-4, (b) Trf 2-7, (c) Trf 3-9, (d) LT 4-5, (e) LT 4-6, (f) LT 5-7, (g) LT 7-8, (h) LT 9-6, (i) LT 9-8

sus límites de potencia máximo y mínima son adecuados, se observa que entrega al sistema la mayor parte de potencia activa requerida; en el intervalo entre las 8h00 y 12h00 debido a las condiciones y restricciones del problema deja de entregar al sistema eléctrico una mínima parte de generación activa aproximadamente entre 1 a 3 MW en cada período.

Para el transformador asociado al generador 2 el cual tiene el costo de generación más elevado, se observa que el flujo de potencia activa por este elemento eléctrico en la mayor parte de los períodos se encuentra en un valor de 5 MW debido a que este es la restricción mínima de potencia activa asociada al generador 2, en el período entre las 12h00 y 18h00 en el que la carga aumenta este generador entrega mayor cantidad de potencia activa para cumplir con la demanda, en este mismo periodo con el ingreso de la planta de generación virtual el transformador 2-7 transmite menor cantidad de potencia ya que la VPP asume este incremento de demanda en el sistema eléctrico de potencia debido a su bajo costo de producción.

En el transformador asociado al generador 3 se observa que los valores de potencia activa que trasmite este elemento no cambian debido a que el costo de generación es el más bajo después del costo de generación de la VPP y cumple con

satisfacer la solución a los flujos de potencia. Los resultados asociados a las líneas de transmisión 4-5, 5-7 y 7-8, tienen una mayor influencia en el ingreso de la planta de generación virtual en estos se observa como aumenta o disminuye la transferencia de potencia activa a través de estos elementos, siendo la línea de transmisión 5-7 la que tiene cambios más notables debido a que esta asociada a la mayor carga del sistema eléctrico de potencia.

De igual forma en los elementos restantes como son las líneas de transmisión 4-6, 6-9 y 9-8 se notan cambios mínimos en el flujo de potencia activa en el intervalo de tiempo comprendido entre las 12h00 a 16h00, debido a que la fuente de generación adicional genera un máximo aproximado de 19 MW, cantidad consumida en su mayor parte en la barra 5, el resto de potencia activa se distribuye al sistema eléctrico de potencia por las diferentes líneas de transmisión para abastecer la carga y cumplir con las ecuaciones que modelan matemáticamente el flujo de potencia AC.

La figura 4 se muestra el efecto del despacho de potencia activa en los generadores con y sin la integración del modelo de la planta de generación virtual. En los dos escenarios se

observa que la generación abastece la demanda del sistema eléctrico de potencia, de esta manera el algoritmo cumple con el objetivo de entregar resultados que constituyen condiciones operativas válidas. La mayor parte de generación activa entregada por la planta de generación virtual se encuentra en el intervalo entre las 9h00 y 17h00, mientras que en los períodos restantes la VPP entrega su mínima capacidad de generación restringida por las condiciones aleatorias y estocásticas de las fuentes de energía renovable no convencionales empleadas como son la energía solar y eólica.

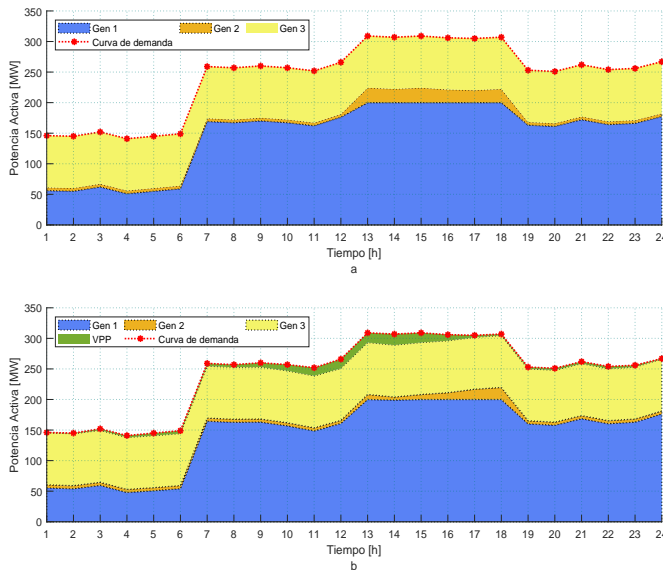


Figure 4. Despacho Potencia Activa; (a) sin VPP (b) con VPP

Se lleva a cabo un análisis de los resultados que se tienen en demanda mínima y demanda máxima que se muestran en la Tabla 2.

TABLA II
RESULTADOS EN DEMANDA MÍNIMA Y DEMANDA MÁXIMA

Parámetro	Sin VPP	Con VPP	Sin VPP	Con VPP
G1 [MW]	51.122	47.9197	200	199.023
G2 [MW]	5	5	22.3115	5
G3 [MW]	85	85	85	85
VPP [MW]	0	3.2	0	18.3
Gen Total [MW]	141.122	141.1197	307.3115	307.323
Dem. Total [MW]	141	141	307	307
Costo Total [\$]	1472.3	1465.9	3317.7	3264

Al mantener los costes de generación constantes en el escenario sin planta virtual de generación, se tiene el mínimo valor de demanda de potencia activa en el tiempo 4h00 igual a 141 MW, en el cual la máquina 2 con el máximo coste de generación entrega al sistema solo 5 MW que es límite inferior de generación, el generador 3 con el menor coste de generación entrega su potencia máxima de 85 MW debido a la restricción, mientras que la máquina 3 entrega el valor de potencia restante para cumplir con el abastecimiento de la demanda que es de 51.1217 MW asumiendo adicionalmente las pérdidas del sistema eléctrico de potencia, por lo tanto

la potencia activa total que se debe abastecer en el sistema IEEE 9 barras para este caso es de 141.1217 MW.

En relación con la consideración anterior, los resultados alcanzados con la inclusión de la VPP en el período de las 4h00 son los siguientes, se mantienen los valores indicados en las máquinas 2 y 3 que se tienen sin la incorporación de la VPP, debido a que sus restricciones de generación tanto mínimas como máximas y el costo de generación se mantienen constantes, con estos resultados la carga restante a alimentar sería de 51 MW más pérdidas asociadas a esta programación del despacho de potencia, para esto la planta de generación virtual asume aproximadamente 3.2 MW que es el máximo de su capacidad en ese instante, por lo que la máquina 1 despacha 47.9197 MW para abastecer la demanda total más las pérdidas asociadas.

Observando los información anterior se nota que solo la generación de potencia activa en la máquina 1 cambia adaptándose al ingreso de la VPP, adicionalmente las pérdidas en el SEP se reducen y se tiene un valor mayor del coste total de generación sin la integración de la VPP que es de \$1472.3, mientras que el costo con VPP es de \$1465.9 con lo cual se tiene un ahorro aproximado de \$6.

Se analizan los resultados a las 14h00, tiempo en el cual la VPP entrega su mayor capacidad de potencia activa al sistema y se tiene una alta demanda de energía eléctrica. Para el escenario sin consideración de la VPP se tiene los mismos datos de la Tabla 1, la máquina más barata es la 3 por lo que entrega su máxima potencia activa igual a 85 MW al sistema eléctrico acorde a sus límites máximos, la máquina 2 acorde a su costos de generación y su potencia máxima de generación entrega al sistema 200 MW, por lo tanto el generador 3 suministra al SEP con la potencia activa conveniente para cubrir la demanda y las pérdidas a pesar de su alto costo de generación entrega 22.3115 MW.

En el análisis con la integración de la planta de generación virtual, se tienen condiciones iguales en las restricciones de elementos y equipos que el escenario anterior, por lo cual el generador tres es más barato después de la VPP, sigue entregando su capacidad máxima al sistema eléctrico que es de 85 MW, el generador dos por ser el de costo más elevado ahora entregan su mínima potencia que es de 5 MW y el generador 1 entrega al sistema eléctrico una potencia activa de 199.0229 MW, mientras que la VPP ahora asume el restante para abastecer la demanda junto a las pérdidas asociadas a esta programación de despacho de potencia activa.

Observando los resultados precedentes se aprecia que solo la generación de potencia activa en la máquina 1 cambia adaptándose al ingreso de la VPP, adicionalmente las pérdidas en el sistema a pesar de su aumento el mismo no es considerable en comparación a los valores de despacho que se tienen en las máquinas y se tiene un valor mayor del costo total de generación sin la integración de la VPP que es de \$3317.7, mientras que el costo con VPP es de

\$3264 con lo cual se tiene un ahorro aproximado de \$53.7. Las pérdidas de potencia activa difieren en 0.0114 MW, consecuencia de que la circulación de corrientes en el SEP, no es la misma al tener diferentes valores de potencia activa en los generadores respectivos. Con estos resultados la demanda del sistema eléctrico y pérdidas eléctricas asociadas es suministrada por todas las máquinas y la planta de generación virtual, respetando las limitaciones de elementos de transmisión y generación; si las condiciones varían el despacho económico será diferente, para que ningún elemento o equipo eléctrico se encuentre sobrecargado. El algoritmo limita siempre a la máquina que tiene el mayor costo de generación a proporcionar la potencia activa mínima de acuerdo a sus condiciones de operación y las máquinas con menores costos de producción entregan la máxima potencia activa posible, la cual también es limitada por las restricciones de elementos de transmisión o equipos eléctricos asociados a cada generador, en tanto que las máquinas con valores medios de producción o los cuales sus condiciones operativas sean las ideales suministran la potencia activa restante para cumplir con la demanda y las pérdidas eléctricas.

La planta virtual de generación a pesar de tener un coste mínimo de producción no proporciona su máxima potencia de diseño en todos los períodos, debido a las limitaciones que tienen por constituirse de fuentes de energía renovable no convencionales como son el sol o flujo de aire. Las soluciones para el flujo óptimo de potencia AC, se diferencian únicamente en el generador slack por las características del equipo y sus condiciones de operación, entrega siempre al sistema eléctrico la potencia activa requerida sin provocar que exista una sobrecarga en los elementos de transmisión o equipos eléctricos asociados o resultados en voltaje y ángulos fuera de los límites de operación normales. En los casos analizados se tiene costos iguales para las máquinas de generación lo que se evidencia en los resultados al suministrar al sistema una potencia activa semejante en los dos análisis.

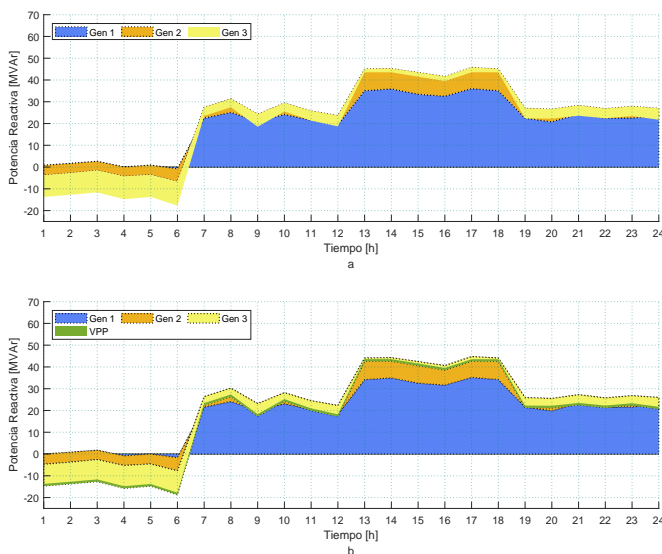


Figure 5. Potencia Reactiva; (a) sin VPP (b) con VPP

En la figura 5 se presentan los resultados de la potencia reactiva observando que son semejantes en forma a los resultados de potencia activa observados en la figura 4. La potencia reactiva de las máquinas a lo largo del día, varía dependiendo de la carga a abastecer, difieren considerablemente en períodos con baja demanda en el sistema eléctrico, observando que en estos períodos las líneas de transmisión empiezan a consumir reactivos del sistema, al no tener máquinas que funcionan a gas, vapor, combustible, etc. no se considera el análisis de Q, debido a que son más costosas, y se trata de entregar la menor cantidad de reactivos con estas máquinas. Las máquinas en mínima demanda que es considerada a partir de las 1h00-6h00, los resultados tanto en ángulos como voltajes mantienen valores un rango operativo. En demanda media y máxima las máquinas entregan reactivos dependiendo de las necesidades del SEP.

V. CONCLUSIONES

Los resultados alcanzados muestran la eficacia y solidez de la metodología propuesta, esto puede permitir al ente operador de un SEP planificar el despacho de energía considerando la utilización de energías renovables no convencionales en determinados períodos del día, tomando en cuenta la estructura y a las características del SEP, permitiendo la operación confiable del SEP en escenarios de demanda máxima o mínima.

El despacho económico de energía mediante un flujo óptimo dinámico de potencia considerando la penetración de energías renovables no convencionales (eólica y solar) a través de la metodología propuesta admite la evaluación de resultados y restricciones que participan en la formulación y solución de este problema, mostrando una idea clara del comportamiento de la potencia activa de generación ante diferentes escenarios de simulación que reproduce la estocasticidad de las fuentes de energía consideradas, esto garantiza un despacho económico que represente una solución operativa y económica para el sistema de eléctrico de potencia.

El conjunto de elementos y equipos eléctricos denominado planta virtual de generación (VPP), tiene la capacidad de acoplarse a la esencia estocástica y dinámica de las fuentes de energía renovable no convencionales, la dinámica de la demanda y la oferta de energía; se debería considerar a la planta virtual de generación como un generador de tipo secundario dentro de la planificación del despacho de potencia activa, de esta forma la VPP puede integrarse a participar dentro del mercado eléctrico en forma competitiva y eficiente dependiendo de las necesidades y condiciones que requiera un SEP en un determinado periodo del día o durante todo el día.

La metodología propuesta muestra un comportamiento robusto al considerar varios escenarios de simulación con diferentes demandas y disponibilidad de energía, esto permite la obtención y análisis de resultados durante 24 las horas del día, observando que no se expone problemas de convergencia

en la solución y adquiriendo resultados dentro de los rangos establecidos de operación normal de un SEP, esto desde el punto de vista técnico puede ayudar al ente operador a equilibrar la demanda y generación en los periodos que se considere necesario la utilización de la planta virtual de generación.

ACKNOWLEDGMENT

Este trabajo contó con el apoyo de la Universidad Politécnica Salesiana y el Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes en el marco del proyecto "Planeación óptima de operación de sistemas eléctricos de potencia basado en técnicas heurísticas".

REFERENCES

- [1] M. S. Narkhede, S. Chatterji, and S. Ghosh, "Optimal dispatch of renewable energy sources in smart grid pertinent to virtual power plant," *Proceedings of the 2013 International Conference on Green Computing, Communication and Conservation of Energy, ICGCE 2013*, pp. 525–529, 2013. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ICGCE.2013.6823493>
- [2] H. Pandžić, I. Kuzle, and T. Capuder, "Virtual power plant mid-term dispatch optimization," *Applied Energy*, vol. 101, pp. 134–141, 2013. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.05.039>
- [3] D. I. Candra, K. Hartmann, and M. Nelles, "Economic optimal implementation of virtual power plants in the German power market," *Energies*, vol. 11, no. 9, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en11092365>
- [4] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, and R. Adapa, "A review of selected optimal power literature to 1993. Part planning in large scale power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 2, pp. 668–676, 1999. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/59.744492>
- [5] J. A. Monoh, M. E. El-Hawary, and R. Adapa, "A review of selected optimal power flow literature to 1993 part ii: newton, linear programming and Interior Point Methods," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 105–111, 1999. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/59.744495>
- [6] H. Chen, J. Chen, and X. Duan, "Multi-stage dynamic optimal power flow in wind power integrated system," *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 2005, pp. 1–5, 2005. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TDC.2005.1546979>
- [7] K. Xie and Y. H. Song, "Dynamic optimal power flow by interior point methods," *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, no. 1, pp. 76–83, 2001. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20010026>
- [8] J. Xie and C. Cao, "Non-convex economic dispatch of a virtual power plant via a distributed randomized gradient-free algorithm," *Energies*, vol. 10, no. 7, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en10071051>
- [9] M. K. Petersen, L. H. Hansen, J. Bendtsen, K. Edlund, and J. Stoustrup, "Heuristic optimization for the discrete virtual power plant dispatch problem," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2910–2918, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2336261>
- [10] K. O. Adu-Kankam and L. M. Camarinha-Matos, "Towards collaborative Virtual Power Plants: Trends and convergence," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 16, pp. 217–230, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2018.08.003>
- [11] B. Zhou, X. Liu, Y. Cao, C. Li, C. Y. Chung, and K. W. Chan, "Optimal scheduling of virtual power plant with battery degradation cost," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 10, no. 3, pp. 712–725, 2016. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0103>
- [12] Z. Tan, W. Fan, H. Li, G. De, J. Ma, S. Yang, L. Ju, and Q. Tan, "Dispatching optimization model of gas-electricity virtual power plant considering uncertainty based on robust stochastic optimization theory," *Journal of Cleaner Production*, vol. 247, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119106>
- [13] M. Peikherfeh, H. Seifi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Optimal dispatch of distributed energy resources included in a virtual power plant for participating in a day-ahead market," *3rd International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2011*, pp. 204–210, 2011. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2011.6036275>
- [14] M. S. Narkhede, S. Chatterji, and S. Ghosh, "Multi objective optimal dispatch in a virtual power plant using genetic algorithm," *Proceedings - 2013 International Conference on Renewable Energy and Sustainable Energy, ICRESE 2013*, pp. 238–242, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ICRESE.2013.6927822>
- [15] R. Gao, H. Guo, R. Zhang, T. Mao, Q. Xu, B. Zhou, and P. Yang, "A Two-Stage Dispatch Mechanism for Virtual Power Plant Utilizing the CVaR Theory in the Electricity Spot Market," *Energies*, vol. 12, no. 17, p. 3402, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en12173402>
- [16] L. Ju, P. Li, Q. Tan, Z. Tan, and G. De, "A CVaR-robust risk aversion scheduling model for virtual power plants connected with wind-photovoltaic-hydropower-energy storage systems, conventional gas turbines and incentive-based demand responses," *Energies*, vol. 11, no. 11, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en1112903>
- [17] L. Toma, B. Otomega, and I. Tristiu, "Market strategy of distributed generation through the virtual power plant concept," *Proceedings of the International Conference on Optimisation of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM*, pp. 81–88, 2012. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/OPTIM.2012.6231838>
- [18] J. Wang, W. Yang, H. Cheng, L. Huang, and Y. Gao, "The optimal configuration scheme of the virtual power plant considering benefits and risks of investors," *Energies*, vol. 10, no. 7, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en10070968>
- [19] J. M. Yusta, N. Naval, and S. Raul, "A virtual power plant optimal dispatch model with large and small-scale distributed renewable generation," *Renewable Energy*, no. xxx, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.144>
- [20] Y. Yang, B. Wei, and Z. Qin, "Sequence-based differential evolution for solving economic dispatch considering virtual power plant," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 15, pp. 3202–3215, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6432>
- [21] H. Abdi, S. D. Beigvand, and M. L. Scala, "A review of optimal power flow studies applied to smart grids and microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, no. December 2016, pp. 742–766, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.102>
- [22] F. D. Santillán-Lemus, H. Minor-Popocatl, O. Aguilar-Mejía, and R. Tapia-Olvera, "Optimal economic dispatch in microgrids with renewable energy sources," *Energies*, vol. 12, no. 1, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en12010181>
- [23] J. Soares, T. Pinto, F. Sousa, N. Borges, Z. Vale, and A. Michiorri, "Scalable computational framework using intelligent optimization: Microgrids dispatch and electricity market joint simulation," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 50, no. 1, pp. 3362–3367, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.525>
- [24] I. Kuzle, M. Zdrilić, and H. Pandžić, "Virtual power plant dispatch optimization using linear programming," *2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC.2011 - Conference Proceedings*, pp. 1–4, 2011. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/IEEEIC.2011.5874659>
- [25] J. Liang, D. D. Molina, G. K. Venayagamoorthy, and R. G. Harley, "Two-level dynamic stochastic optimal power flow control for power systems with intermittent renewable generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2670–2678, 2013. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2237793>
- [26] J. Liang, G. K. Venayagamoorthy, and R. G. Harley, "Wide-area measurement based dynamic stochastic optimal power flow control for smart grids with high variability and uncertainty," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 59–69, 2012. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2174068>
- [27] Z. Liu, W. Zheng, F. Qi, L. Wang, B. Zou, F. Wen, and Y. Xue, "Optimal dispatch of a virtual power plant considering demand response and carbon trading," *Energies*, vol. 11, no. 6, p. 121693718, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en11061488>
- [28] A. Hany Elgamal, G. Kocher-Oberlehner, V. Robu, and M. Andoni, "Optimization of a multiple-scale renewable energy-based virtual power plant in the UK," *Applied Energy*, vol. 256, no. April 2019, p. 113973, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113973>
- [29] M. Petersen, J. Bendtsen, and J. Stoustrup, "Optimal dispatch strategy for the Agile Virtual Power Plant," *Proceedings of the American Control Conference*, pp. 288–294, 2012. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/acc.2012.6314895>