



POSGRADOS

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD, MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

RPC-SO-30-NO.508-2019

OPCIÓN DE TITULACIÓN:
ARTÍCULOS PROFESIONALES DE ALTO NIVEL

TEMA:
PROGRAMACIÓN ESTOCÁSTICA EN EL
MERCADO DE ENERGÍA EN TIEMPO REAL

AUTOR(ES)
JEFFERSON STEVEEN PADILLA RAMOS

DIRECTOR:
ALEXANDER AGUILA TELLEZ

QUITO – ECUADOR
2025





Jefferson Steven Padilla Ramos
Ingeniero Eléctrico
Candidato a Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de
Potencia
Universidad Politécnica Salesiana – Sede Quito.
jpadillar1@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez
Ingeniero Eléctrico
Máster en Eficiencia Energética
Magíster en Ingeniería |
Doctor en Ingeniería (Ph.D)
aaguila@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

©2025 Universidad Politécnica Salesiana.

QUITO– ECUADOR – SUDAMÉRICA

JEFFERSON STEVEEN PADILLA RAMOS

ALEXANDER AGUILA TELLEZ

“PROGRAMACIÓN ESTOCÁSTICA EN EL MERCADO DE ENERGÍA EN TIEMPO REAL”

Programación Estocástica en el Mercado en Energía Tiempo Real

Jefferson Padilla ^{a,*}, Alexander Aguila Téllez ^a

^a Carrera de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador

* Corresponding author.

E-mail address: jpadillar1@est.ups.edu.ec (Jefferson Padilla).

ARTICLE INFO

Keywords:

Virtual Power Plants,
Power Markets,
Demand side Management,
Retailing

ABSTRACT

This paper deals with the construction of a stochastic programming model that is applied to a Virtual Power Plant (VPP) for the optimization of energy dispatch in a real-time market, using GAMS[©] with supply and demand data. Placed in a competitive electricity market problem, the model includes the intermittency of renewable generation and other price intermitencies, allowing continuous adjustments to maximize revenues and reduce losses. Various scenarios containing capacity constraints and ramping, stochastic generation and storage were evaluated, allowing considerable operational flexibility of the VPP for both high and low competitive market situations. The achievements of this work include the validation of stochastic programming as an efficient management tool in the context of the VPP, showing its potential to increase profits and sustainability with a wide variety of schemes, which are able to keep the VPP competitive in volatile and dynamic market.

1. Introducción

La integración masiva de recursos energéticos distribuidos (DER) transforma el paradigma operativo de los sistemas eléctricos modernos, originando arquitecturas como las centrales eléctricas virtuales (VPP) [1], [2], [3]. Una VPP coordina diversas tecnologías, entre ellas generación convencional, almacenamiento de energía, fuentes renovables y demanda flexible, operando como una unidad lógica agregada con capacidad de interacción con el sistema eléctrico y los mercados energéticos [4], [5], [6]. Esta coordinación incrementa la flexibilidad operativa, reduce los costos de operación y facilita la incorporación de energías renovables intermitentes [7], [8], [9].

Los beneficios técnicos y económicos de una VPP dependen en gran medida de su capacidad para gestionar recursos diversos en tiempo real, especialmente bajo condiciones de incertidumbre [10], [11]. La generación renovable, en particular la solar y la eólica, presenta una naturaleza estocástica que dificulta su integración directa en el despacho convencional [12], [13]. Asimismo, los precios del mercado eléctrico en tiempo real muestran una alta volatilidad, lo que exige una respuesta rápida y económicamente óptima por parte de las unidades participantes [14], [15], [16].

Diversos enfoques han sido propuestos para abordar la incertidumbre en la operación de la VPP, siendo la programación estocástica una de las metodologías más empleadas [17], [18]. Esta técnica permite representar múltiples escenarios futuros de generación renovable, precios de mercado y condiciones operativas, integrándolos directamente en el proceso de optimización del despacho [19], [20], [21]. Mediante modelos de dos etapas o multietapas, es posible tomar decisiones anticipadas y ajustar la operación posterior según la realización de los escenarios, minimizando el costo esperado o maximizando el beneficio proyectado [22], [23], [24].

La literatura actual presenta avances relevantes sobre el despacho estocástico de VPP en contextos de mercado. Se han desarrollado modelos que integran generación solar [25], baterías [26], demanda flexible [27] y unidades térmicas [28], evaluando

su desempeño ante incertidumbres en precios y disponibilidad renovable [29], [30]. No obstante, muchos estudios se centran en mercados de día anterior o suponen condiciones simplificadas para la operación en tiempo real. Además, pocos trabajos abordan de manera conjunta la incertidumbre dual (precios y generación solar) y la coordinación integral de todos los recursos de una VPP a escala de red.

Ante estas limitaciones, el presente trabajo plantea un modelo de programación estocástica de dos etapas para el despacho óptimo de una VPP en el mercado de energía en tiempo real. La VPP en mención integra generación convencional, almacenamiento de energía, demanda flexible y generación solar, conectada a una red de tres nodos. La incertidumbre en los precios del mercado y en la producción fotovoltaica se representa mediante escenarios probabilísticos. El modelo se formula como un problema de optimización entera-mixta e implementa que se soluciona en GAMS.

2. Modelos estocásticos aplicados a mercados eléctricos.

Las Plantas de Energía Virtual (VPPs) constituyen sistemas ciber-físicos de agregación que integran y sincronizan un conjunto de recursos energéticos distribuidos (DERs), como generación renovable, almacenamiento electroquímico (BESS) y demandas controlables, mediante un sistema de gestión energética (EMS) centralizado [31], [32]. Su finalidad operativa es coordinar estos activos heterogéneos como una unidad despachable, habilitando su intervención efectiva en mercados mayoristas de electricidad y servicios complementarios [33], [34]. Esta arquitectura de integración permite mitigar la variabilidad inherente y la limitada capacidad individual de los DERs, promoviendo su incorporación a gran escala en las infraestructuras eléctricas actuales.

Diversos estudios destacan el papel estratégico de las VPPs en los procesos de transición energética. La revisión de Venegas-Zarama et al. [31] examina su desarrollo funcional y resalta su capacidad para aportar flexibilidad en mercados liberalizados. Baringo y Rahimiyan [32] proponen una arquitectura base que integra fuentes deterministas y estocásticas bajo un esquema de operación coordinada. En términos aplicados, Zare y Shafiyi [35] presentan un modelo de programación lineal entera mixta (MILP) sobre el sistema IEEE 33-bus, validando la gestión eficiente de la respuesta a la demanda. Por otro lado, Liu et al. [36] analizan implementaciones en condiciones reales que demuestran la factibilidad técnica y el beneficio económico de las VPPs en la operación local del sistema [37].

2.1. Modelos de Despacho Aplicados a VPPs: Deterministas vs. Estocásticos

El despacho óptimo de VPPs se analiza bajo dos enfoques de optimización: determinista y estocástico. Los esquemas deterministas plantean el problema con base en un único escenario de pronóstico, asumiendo conocimiento exacto de la generación y la demanda futura. Aunque presentan alta eficiencia computacional en entornos con baja incertidumbre [38], su falta de adaptabilidad reduce su utilidad en redes con alta participación renovable, donde las desviaciones en los pronósticos son frecuentes y de gran magnitud.

A diferencia de los métodos deterministas, los enfoques estocásticos se consolidan por su capacidad para representar explícitamente la incertidumbre. Estas formulaciones emplean múltiples escenarios, técnicas de optimización robusta (RO) o programación estocástica en dos o más etapas, generando soluciones resilientes ante diversas realizaciones futuras. Las propuestas recientes muestran un alto grado de sofisticación. Ji et al. [23] aplican un despacho robusto distribucional (DRO) basado en momentos estadísticos de la generación renovable. Xu et al. [39] integran ecuaciones diferenciales estocásticas para modelar la dinámica de la irradiancia solar. Fusco et al. [40] desarrollan un esquema MILP multietapa que optimiza la participación simultánea en mercados diarios y de servicios auxiliares, obteniendo hasta un 13 % de incremento en ingresos frente a métodos deterministas. También se destacan modelos de optimización robusta-estocástica multinivel [41], generación de escenarios con redes adversariales generativas [11] y aplicación de aprendizaje por refuerzo profundo (DRL) para el despacho en tiempo real [42]. Por otra parte, Wei et al. [43] incorporan restricciones ciber-físicas que consideran la interacción entre infraestructura eléctrica y red de comunicaciones.

2.2. Limitaciones Operativas en el Despacho Estocástico de VPPs

Pese al progreso alcanzado en el modelado estocástico, el análisis crítico de la literatura muestra una brecha persistente entre las formulaciones teóricas y las exigencias operativas reales. Diversos modelos, aunque avanzados en el tratamiento de la incertidumbre, omiten restricciones técnicas esenciales. Por ejemplo, estudios fundacionales como el [32] proponen arquitecturas

completas para VPP, pero excluyen las dinámicas asociadas a los cambios entre estados operativos. Esquemas robustos como el de Tan et al. [41] y modelos estocásticos como el de Fusco et al. [40] no consideran de forma explícita las restricciones de rampa (ramping constraints) en las unidades generadoras, lo cual compromete la viabilidad del despacho en tiempo real.

Algunos estudios comienzan a enfrentar estas limitaciones. Kong et al. [11] proponen un modelo robusto-estocástico para una VPP multi-energética (electricidad, calor, gas), evaluando su desempeño ante escenarios adversos. De forma análoga, Gu et al. [44] implementan un esquema de optimización distribuida y multietapa que responde dinámicamente a las señales del operador, mejorando la capacidad de adaptación. No obstante, la incorporación holística de restricciones operativas como rampas, tiempos mínimos de operación y reservas rodantes en un entorno estocástico multiescenario para el despacho en tiempo real de VPPs, continúa siendo una línea con escaso desarrollo.

Ante estas limitaciones identificadas en la literatura, la presente investigación plantea una solución que contribuya al desarrollo del área. Se propone un modelo de despacho estocástico multiescenario, formulado como un problema MILP en GAMS, que incorpora de manera explícita un conjunto detallado de restricciones técnicas. Estas consideran rampas de generación, reservas operativas y flexibilidad en la demanda. El objetivo es ofrecer una herramienta de optimización robusta frente a la incertidumbre, que además produzca soluciones tratables computacionalmente y viables en términos operativos para la participación efectiva de las VPPs en mercados eléctricos dinámicos.

3. Formulación del problema

El modelo propuesto tiene como objetivo definir el despacho óptimo en tiempo real de una Planta de Energía Virtual (VPP) conformada por unidades de generación convencional, fuentes renovables, sistemas de almacenamiento de energía (ESS) y cargas flexibles. Esta VPP opera como un agente económico dentro del mercado eléctrico en tiempo real, enfrentando incertidumbre en precios, demanda y disponibilidad de recursos renovables.

Para enfrentar esta variabilidad, se plantea un problema de programación estocástica multiescenario. El horizonte de planificación se divide en periodos discretos, desde el instante actual \hat{t} hasta un tiempo final T . En cada periodo, la VPP ejecuta decisiones operativas que deben ser técnicamente viables, económicamente eficientes y robustas frente a distintos escenarios futuros. Estas decisiones comprenden potencias generadas, niveles de almacenamiento, demanda activada, estados de operación y cantidades ofrecidas en el mercado.

La formulación representa de forma explícita las interacciones físicas entre nodos eléctricos y las restricciones operativas de los recursos, empleando un modelo de flujo de potencia en corriente directa (DC). La operación en tiempo real se encuentra acoplada con los compromisos adquiridos en el mercado del día anterior (DA), lo que exige coherencia entre lo programado y lo realmente inyectado o demandado.

Como parte del desarrollo metodológico, se construye la formulación completa del modelo de despacho estocástico en tiempo real. Este se compone de una función objetivo (1) y de un conjunto de restricciones (2)–(24) que describen con precisión las condiciones técnicas, operativas y de mercado que afectan el desempeño de la VPP bajo incertidumbre.

Función objetivo

$$\max_{\Psi^{RT}} \sum_{\kappa \in \Gamma^{RT}} \rho_{\kappa} \sum_{\tau=\hat{t}}^T \left[\mu_{\tau\kappa}^{RT} \cdot q_{\tau}^{RT} \cdot \Delta\tau + \sum_{j \in \mathcal{D}} V_{\tau j}^D \cdot d_{\tau j\kappa} \cdot \Delta\tau - \sum_{i \in \mathcal{G}} (\alpha_i \cdot g_{\tau i\kappa} \cdot \Delta\tau + \chi_{\tau i\kappa}^{\uparrow} + \chi_{\tau i\kappa}^{\downarrow}) \right] \quad (1)$$

Sujeto a

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_{\delta}} g_{\tau i\kappa} + \sum_{r \in \mathcal{W}_{\delta}} w_{\tau r\kappa} + \sum_{s \in \mathcal{E}_{\delta}} e_{\tau s\kappa} - \sum_{l \in \mathcal{L}:o(l)=b} f_{\tau l\kappa} + \sum_{l \in \mathcal{L}:d(l)=b} f_{\tau l\kappa} = m_{\tau b\kappa} + \sum_{j \in \mathcal{D}_{\delta}} d_{\tau j\kappa} \quad (2)$$

$$\forall b \in \mathcal{B}_{\mathcal{M}}, \forall \tau \geq \hat{t}, \forall \kappa$$

$$\sum_{i \in \mathcal{G}_\delta} g_{\tau ik} + \sum_{r \in \mathcal{W}_\delta} w_{\tau rk} + \sum_{s \in \mathcal{E}_\delta} e_{\tau sk} - \sum_{l \in \mathcal{L}: o(l)=b} f_{\tau lk} + \sum_{l: d(l)=b} f_{\tau lk} = \sum_{j \in \mathcal{D}_\delta} d_{\tau jk} \quad (3)$$

$$\forall b \in \mathcal{B} \setminus \mathcal{B}_M, \forall \tau \geq \hat{t}, \forall \kappa$$

$$\bar{q}_\tau^{DA} + q_\tau^{RT} = \sum_{b \in \mathcal{B}_M} m_{\tau bk} \quad \forall \tau \geq \hat{t}, \forall \kappa \quad (4)$$

$$f_{\tau lk} = Y_l \cdot (\theta_{\tau o(l)\kappa} - \theta_{\tau d(l)\kappa}) \quad \forall l \in \mathcal{L}, \forall \tau \geq \hat{t}, \forall \kappa \quad (5)$$

$$-\bar{F}_l \leq f_{\tau lk} \leq \bar{F}_l \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (6)$$

$$\theta_{\tau b^* \kappa} = 0 \quad \forall \tau, \forall \kappa \quad (7)$$

$$-\pi \leq \theta_{\tau b \kappa} \leq \pi \quad \forall b \in \mathcal{B} \setminus \{b^*\} \quad (8)$$

$$\underline{Q}^V \leq \bar{q}_\tau^{DA} + q_\tau^{RT} \leq \bar{Q}^V \quad (9)$$

$$-\bar{M}_b \leq m_{\tau bk} \leq \bar{M}_b \quad \forall b \in \mathcal{B}_M \quad (10)$$

$$\sum_{\tau=1}^{\hat{t}-1} \bar{d}_{\tau j} + \sum_{\tau=\hat{t}}^T d_{\tau jk} \cdot \Delta\tau \geq D_j \quad \forall j \in \mathcal{D}, \forall \kappa \quad (11)$$

$$\underline{D}_{\tau j} \leq d_{\tau jk} \leq \bar{D}_{\tau j} \quad (12)$$

$$-R_j^\downarrow \cdot \Delta\tau \leq d_{\tau jk} - d_{\tau-1, j, \kappa} \leq R_j^\uparrow \cdot \Delta\tau \quad (13)$$

$$\underline{G}_i \cdot u_{\tau ik} \leq g_{\tau ik} \leq \bar{G}_i \cdot u_{\tau ik} \quad \forall i \in \mathcal{G}, \forall \tau \geq \hat{t}, \forall \kappa \quad (14)$$

$$-S_i^\downarrow \cdot \Delta\tau \leq g_{\tau ik} - g_{\tau-1, i, \kappa} \leq S_i^\uparrow \cdot \Delta\tau \quad (15)$$

$$C_i \cdot (u_{\tau ik} - u_{\tau-1, i, \kappa}) \leq \chi_{\tau ik}^\uparrow \quad ; \quad C_i \cdot (u_{\tau-1, i, \kappa} - u_{\tau ik}) \leq \chi_{\tau ik}^\downarrow \quad (16)$$

$$\chi_{\tau ik}^\uparrow \geq 0 \quad ; \quad \chi_{\tau ik}^\downarrow \geq 0 \quad (17)$$

$$s_{\tau sk} = s_{\tau-1, s, \kappa} + \eta_s^{ch} \cdot c_{\tau sk} \cdot \Delta\tau - \frac{d_{\tau sk}}{\eta_s^{dis}} \cdot \Delta\tau \quad \forall s \in \mathcal{E}, \forall \tau \geq \hat{t}, \forall \kappa \quad (18)$$

$$\underline{s}_{\tau s} \leq s_{\tau sk} \leq \bar{s}_{\tau s} \quad (19)$$

$$0 \leq c_{\tau sk} \leq \bar{c}_s \quad ; \quad 0 \leq d_{\tau sk} \leq \bar{d}_s \quad (20)$$

$$e_{\tau sk} = d_{\tau sk} - c_{\tau sk} \quad (21)$$

$$0 \leq w_{\tau rk} \leq \widehat{W}_{\tau r} \quad \forall r \in \mathcal{W} \quad (22)$$

$$0 \leq w_{\tau\kappa} \leq \overline{W}_{\tau\kappa} \quad \forall \tau > \hat{t} \quad (23)$$

$$q_{\tau\kappa}^{RT} \leq q_{\tau\kappa'}^{RT} \quad \text{si } \mu_{\tau\kappa}^{RT} \leq \mu_{\tau\kappa'}^{RT} \quad ; \quad q_{\tau\kappa}^{RT} = q_{\tau\kappa'}^{RT} \quad \text{si } \mu_{\tau\kappa}^{RT} = \mu_{\tau\kappa'}^{RT} \quad \forall \tau, \forall \kappa, \kappa' \quad (24)$$

La función objetivo, presentada en (1), maximiza el valor esperado del beneficio neto de la VPP en el mercado en tiempo real. Este beneficio se obtiene como la suma ponderada de los ingresos por ventas en el mercado spot, el valor social del suministro a cargas flexibles, las penalizaciones asociadas a la generación y operación de unidades convencionales, considerando tanto los costos de producción como los costos de arranque y parada.

El equilibrio nodal de potencia en los buses con conexión al mercado se define mediante la restricción (2), que asegura que la generación, la descarga del almacenamiento y los flujos netos de potencia sean iguales a la demanda agregada más la energía inyectada al mercado. En los buses sin conexión al mercado, el balance se establece en la restricción (3), excluyendo las variables asociadas a la inyección comercial.

La relación entre la energía ofrecida por la VPP y su compromiso en el mercado en tiempo real se establece mediante la restricción (4). Esta condición acopla el modelo con el despacho del mercado diario, representado por \bar{q}_t^{DA} , garantizando coherencia entre ambos horizontes temporales.

Los flujos de potencia en cada línea de la red se representan mediante una aproximación en corriente directa (DC) en la restricción (5), utilizando la susceptancia Y_l y la diferencia de ángulos nodales para calcular el flujo activo. Los límites térmicos de cada línea se imponen en la restricción (6), garantizando una operación segura del sistema ante cualquier escenario. El ángulo de referencia se fija en la ecuación (7), mientras que los ángulos restantes se limitan en la restricción (8) dentro de un rango operativo admisible.

La restricción (9) define los límites de capacidad de la VPP en el mercado en tiempo real, vinculando el compromiso total con las capacidades técnicas del sistema. Además, la restricción (10) regula la magnitud de la inyección neta por bus, evitando desviaciones que afecten la calidad del despacho.

La restricción (11) garantiza el cumplimiento de la demanda acumulada a lo largo del horizonte de planificación, asegurando que el requerimiento total de energía para cada carga flexible D_j sea satisfecho. Las demandas individuales se limitan en la restricción (12) dentro de valores mínimo y máximo permitidos. En la restricción (13), se controlan las rampas de variación entre periodos consecutivos para preservar la estabilidad operativa del sistema.

La producción de las unidades convencionales se limita en la restricción (14) según su capacidad técnica y su estado operativo binario. Las rampas de generación se regulan en la restricción (15), fijando límites para los incrementos o decrementos de potencia entre periodos. Los costos de encendido y apagado se vinculan a las variables binarias de estado mediante la restricción (16). La restricción (17) garantiza la no negatividad de dichas variables.

La dinámica del estado de carga de las unidades de almacenamiento se modela en la restricción (18), considerando las eficiencias de carga y descarga. El estado de carga se mantiene dentro de límites físicos mediante la restricción (19), mientras que las potencias de carga y descarga se acotan en la restricción (20). La potencia neta intercambiada con la red se define en la restricción (21) como la diferencia entre descarga y carga.

La generación renovable se restringe por su disponibilidad técnica en el primer periodo mediante la condición establecida en la restricción (22), y por los pronósticos de producción en los periodos siguientes según la restricción (23). Las curvas de oferta se representan en la restricción (24), garantizando una relación no decreciente entre el precio del mercado y la cantidad ofertada. En situaciones con precios idénticos, se impone igualdad en la oferta respectiva, preservando la coherencia en el comportamiento económico de la VPP.

3.1. Modelado de incertidumbre

El mercado en tiempo real presenta incertidumbres inherentes vinculadas a la variabilidad del precio, la disponibilidad de generación renovable y la respuesta de la demanda. En el caso de una VPP, estas fuentes de incertidumbre influyen directamente en las decisiones operativas, lo que exige un modelado explícito dentro del proceso de optimización. Para abordar este desafío, se utiliza una formulación basada en escenarios discretos, donde cada escenario representa una trayectoria posible del sistema, con probabilidades asociadas que permiten calcular los costos esperados del despacho.

El conjunto de escenarios discretos se denota como $\Gamma^{RT} = \{\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3, \gamma_4\}$, donde cada escenario $\gamma_k \in \Gamma^{RT}$ se asocia a una probabilidad ρ_k de manera que cumple con 25.

$$\sum_k \rho_k = 1 \tag{25}$$

En estos escenarios modelan variaciones en el precio del mercado en tiempo real μ_{τ}^{RT} y en la disponibilidad anticipada de potencia renovable $w_{\tau\kappa}^{RA}$, particularmente en los periodos $\tau = 2$ y $\tau = 3$. La Tabla 1 presenta los valores definidos para cada escenario. Por ejemplo, el escenario γ_1 considera precios de 59 y 29 \$/MWh en los periodos 2 y 3, respectivamente, con una disponibilidad renovable de 3 MW y una probabilidad del 30%. En contraste, el escenario γ_4 incluye precios más elevados (62 y 31 \$/MWh) y una menor disponibilidad renovable (2 MW), con una probabilidad del 20%.

Tabla 1
Probabilidad de escenarios

Escenario	μ_{τ}^{RT} [\$/MWh]		$w_{\tau\kappa}^{RA}$ [MW]	Probabilidad
	2	3	3	
γ_1	59	29	3	0,3
γ_2	59	29	2	0,2
γ_3	62	31	3	0,3
γ_4	62	31	2	0,2

Los escenarios definidos se integran directamente al modelo mediante índices dependientes de κ . Cada probabilidad ρ_k se asigna de forma explícita, sin recurrir a procesos probabilísticos como el muestreo o técnicas especializadas. Esta estructura determinista permite conservar la trazabilidad del modelo y controlar la complejidad computacional.

El comportamiento del sistema ante cada escenario se evalúa utilizando una topología de tres nodos, representada en la Figura 1. El nodo 1 se conecta a la microred principal (MG). En el nodo 2 se ubican una unidad de generación convencional y una carga flexible D1. El nodo 3 incorpora una fuente de generación renovable, un sistema de almacenamiento de energía y una segunda carga flexible D2.

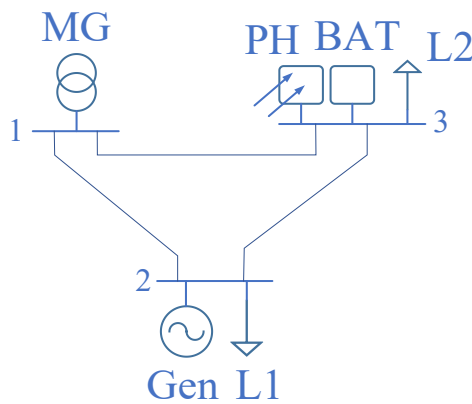


Fig. 1.
Fig. 1. Topología de evaluación.

Las condiciones operativas del modelo se sintetizan en las Tablas 2 a 5. La Tabla 2 contiene los parámetros de las líneas, asimismo, las cargas flexibles D1 y D2, descritas en la Tabla 3, presentan restricciones asociadas a utilidad, límites de potencia y rampas de consumo. La Tabla 4 especifica las características de la unidad de generación convencional, con una capacidad máxima de 20 MW, un costo de operación de 45 \$/MWh y un costo de arranque de 5 \$. La Tabla 5 resume los parámetros del sistema de almacenamiento, el cual opera de forma bidireccional hasta 10 MW, con una eficiencia del 90 % tanto en carga como en descarga.

Tabla 2

Datos de las líneas del sistema de evaluación.

Línea	Desde	Hacia	Susceptancia.	Capacitancia.
1	1	2	200	50
2	1	3	200	50
3	2	3	200	50

Tabla 3

Datos de las demandas flexibles del sistema de evaluación.

Parámetro	Demanda 1	Demanda 2
Consumo mínimo de energía	30 MWh	50 MWh
Carga máxima de potencia en los periodos 1,2,3	20-20-10 MW	30-30-15 MW
Carga mínima de potencia en los periodos 1,2,3	0-0-0 MW	5,5,5 MW
Utilidad en los periodos 1,2,3	40-50-40 \$/MWh	50-60-50 \$/MWh
Límite de aumento	15 MW/h	25 MW/h
Límite de decremento	15 MW/h	25 MW/h
Carga de potencia inicial	10 MW	20 MW

Tabla 4

Datos de la generación convencional del sistema de evaluación.

Parámetro	Cantidad
Costo variable de producción	\$45/MWh
Costo de O&M	\$10/h
Límite máximo de producción de energía	20MW
Límite mínimo de producción de energía	0MW
Límite de rampa de subida	20MW/h
Límite de rampa de bajada	20MW/h
Estado inicial	Apagado
Producción de energía inicial	0MW

Tabla 5

Datos de la unidad de almacenamiento del sistema de evaluación.

Parámetro	Cantidad
Potencia máxima de carga	10MW
Potencia máxima de descarga	10MW
Nivel máximo de energía	10MWh
Nivel mínimo de energía	5MWh
Nivel inicial de energía	5MWh
Eficiencia de carga	0.9
Eficiencia de descarga	0.9

Por último, se presenta el algoritmo que permite realizar el despacho económico en tiempo real, considerando incertidumbre.

Algoritmo 1: Despacho Económico en Tiempo Real

1. Datos de entrada:

Definir parámetros de la red eléctrica y los equipos:

$$Z_{ij}, P_{i,\tau}^L, Q_{i,\tau}^L, P_{i,\min/\max}^g, Q_{i,\min/\max}^g, \alpha_i, Y_l, \bar{F}_l, C_i, \Delta\tau, \eta_s^{ch/dis}, \dots$$

Escenarios: $\kappa \in \Gamma^{RT}$, Tiempo: $\tau \in [\hat{t}, T]$, Conjuntos: B, G, W, E, D, L .

2. Inicializar variables de decisión:

$$g_{\tau i\kappa}, d_{\tau j\kappa}, f_{\tau l\kappa}, \theta_{\tau b\kappa}, w_{\tau r\kappa}, c_{\tau s\kappa}, s_{\tau s\kappa}, m_{\tau b\kappa}, q_{\tau}^{RT}, \chi_{\tau i\kappa}^{\uparrow/\downarrow}$$

Nota sobre incertidumbre: La variable $w_{\tau r\kappa}$ representa la *generación renovable estocástica*, modelada mediante escenarios $\kappa \in \Gamma^{RT}$ con probabilidades ρ_{κ} . Esta formulación permite incorporar variabilidad en la disponibilidad renovable para cada periodo τ , en particular $\tau = 2$ y $\tau = 3$, como se resume en la Tabla 1.

3. Función objetivo (maximizar beneficio esperado):

$$\max_{\Psi^{RT}} \sum_{\kappa \in \Gamma^{RT}} \rho_{\kappa} \sum_{\tau=\hat{t}}^T \left[\mu_{\tau\kappa}^{RT} q_{\tau}^{RT} \Delta\tau + \sum_{j \in D} V_{\tau j}^D d_{\tau j\kappa} \Delta\tau - \sum_{i \in G} \left(\alpha_i g_{\tau i\kappa} \Delta\tau + \chi_{\tau i\kappa}^{\uparrow} + \chi_{\tau i\kappa}^{\downarrow} \right) \right] \quad (1)$$

4. Sujeto a restricciones:

(a) *Balance de potencia para barras conectadas al mercado:*

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in G_b} g_{\tau i\kappa} + \sum_{r \in W_b} w_{\tau r\kappa} + \sum_{s \in E_b} e_{\tau s\kappa} - \sum_{l:o(l)=b} f_{\tau l\kappa} + \sum_{l:d(l)=b} f_{\tau l\kappa} \\ & = m_{\tau b\kappa} + \sum_{j \in D_b} d_{\tau j\kappa} \quad \forall b \in B_M, \forall \tau \geq \hat{t}, \forall \kappa \end{aligned} \quad (2)$$

(b) *Balance de potencia para barras no conectadas al mercado:*

$$\sum_{i \in G_b} g_{\tau i\kappa} + \sum_{r \in W_b} w_{\tau r\kappa} + \sum_{s \in E_b} e_{\tau s\kappa} - \sum_{l:o(l)=b} f_{\tau l\kappa} + \sum_{l:d(l)=b} f_{\tau l\kappa} = \sum_{j \in D_b} d_{\tau j\kappa} \quad (3)$$

(c) *Acoplamiento con el mercado:*

$$\bar{q}_{\tau}^{DA} + q_{\tau}^{RT} = \sum_{b \in B_M} m_{\tau b\kappa} \quad (4)$$

(d) *Modelo de flujo en líneas:*

$$f_{\tau l\kappa} = Y_l (\theta_{\tau o(l)\kappa} - \theta_{\tau d(l)\kappa}) \quad (5)$$

(e) *Límites técnicos:*

$$-\bar{F}_l \leq f_{\tau l\kappa} \leq \bar{F}_l \quad (6)$$

$$\theta_{\tau b^*\kappa} = 0 \quad (7)$$

$$-\pi \leq \theta_{\tau b\kappa} \leq \pi \quad \forall b \neq b^* \quad (8)$$

(f) *Límites de carga y generación:*

$$\underline{D}_{\tau j} \leq d_{\tau j\kappa} \leq \bar{D}_{\tau j} \quad (9)$$

$$\underline{G}_i u_{\tau i\kappa} \leq g_{\tau i\kappa} \leq \bar{G}_i u_{\tau i\kappa} \quad (10)$$

(g) *Restricciones de rampa:*

$$-S_i^{\downarrow} \Delta\tau \leq g_{\tau i\kappa} - g_{\tau-1,i,\kappa} \leq S_i^{\uparrow} \Delta\tau \quad (11)$$

(h) *Lógica de compromiso de unidad:*

$$C_i(u_{\tau i\kappa} - u_{\tau-1,i,\kappa}) \leq \chi_{\tau i\kappa}^{\uparrow} \quad (12)$$

$$C_i(u_{\tau-1,i,\kappa} - u_{\tau i\kappa}) \leq \chi_{\tau i\kappa}^{\downarrow} \quad (13)$$

$$\chi_{\tau i\kappa}^{\uparrow}, \chi_{\tau i\kappa}^{\downarrow} \geq 0 \quad (14)$$

(i) *Dinámica de almacenamiento:*

$$s_{\tau s\kappa} = s_{\tau-1,s,\kappa} + \eta_s^{ch} c_{\tau s\kappa} \Delta\tau - \frac{d_{\tau s\kappa}}{\eta_s^{dis}} \Delta\tau \quad (15)$$

$$\underline{S}_{\tau s} \leq s_{\tau s\kappa} \leq \bar{S}_{\tau s} \quad (16)$$

$$0 \leq c_{\tau s\kappa} \leq \bar{C}_s, \quad 0 \leq d_{\tau s\kappa} \leq \bar{D}_s \quad (17)$$

$$e_{\tau s\kappa} = d_{\tau s\kappa} - c_{\tau s\kappa} \quad (18)$$

(j) *Restricciones de potencia eólica:*

$$0 \leq w_{\tau r\kappa} \leq \min(\hat{W}_{\tau r}, \bar{W}_{\tau r\kappa}) \quad (19)$$

(k) *Orden de despacho según precio:*

$$\mu_{\tau\kappa}^{RT} < \mu_{\tau\kappa'}^{RT} \Rightarrow q_{\tau\kappa}^{RT} \leq q_{\tau\kappa'}^{RT} \quad (20)$$

$$\mu_{\tau\kappa}^{RT} = \mu_{\tau\kappa'}^{RT} \Rightarrow q_{\tau\kappa}^{RT} = q_{\tau\kappa'}^{RT} \quad (21)$$

5. Salida por periodo y escenario:

$$q_{\tau}^{RT}, g_{\tau i\kappa}, d_{\tau j\kappa}, f_{\tau l\kappa}, \theta_{\tau b\kappa}, s_{\tau s\kappa}, w_{\tau r\kappa}, m_{\tau b\kappa}$$

Aquí,

τ	Índice de tiempo dentro del horizonte de programación
\hat{t}	Tiempo actual de decisión en esquema rolling
κ	Índice de escenario estocástico
Γ^{RT}	Conjunto de escenarios estocásticos del mercado en tiempo real
ρ_{κ}	Probabilidad del escenario estocástico
q_{τ}^{RT}	Potencia ofrecida en el mercado en tiempo real
$\mu_{\tau\kappa}^{RT}$	Precio del mercado en tiempo real por escenario y tiempo
\bar{q}_{τ}^{DA}	Potencia comprometida previamente en el mercado del día anterior (DA)
$V_{\tau j}^D$	Utilidad por unidad de demanda abastecida
$d_{\tau j\kappa}$	Potencia abastecida a la demanda flexible j
D_j	Energía mínima total requerida por la demanda j
$\underline{D}_{\tau j}, \bar{D}_{\tau j}$	Límite inferior y superior de demanda por periodo
$R_j^{\downarrow}, R_j^{\uparrow}$	Rampas máximas de disminución/aumento de demanda
$g_{\tau i\kappa}$	Potencia generada por unidad convencional i
$u_{\tau i\kappa}$	Variable binaria de estado ON/OFF de unidad i
$\chi_{\tau i\kappa}^{\uparrow}, \chi_{\tau i\kappa}^{\downarrow}$	Costos de arranque y parada
α_i	Costo variable de generación de unidad i
C_i	Costo de arranque/parada de unidad i
$\underline{G}_i, \bar{G}_i$	Potencia mínima y máxima de unidad convencional i
$S_i^{\downarrow}, S_i^{\uparrow}$	Rampas de disminución/aumento de generación convencional
$s_{\tau s\kappa}$	Energía almacenada en sistema de almacenamiento s

$c_{\tau s\kappa}$	Potencia de carga del almacenamiento s
$d_{\tau s\kappa}$	Potencia de descarga del almacenamiento s
$e_{\tau s\kappa}$	Potencia neta del almacenamiento (descarga – carga)
$\eta_s^{ch}, \eta_s^{dis}$	Eficiencias de carga y descarga del almacenamiento
$\underline{S}_{\tau s}, \bar{S}_{\tau s}$	Capacidad mínima y máxima de energía almacenada
\bar{C}_s, \bar{D}_s	Potencias máximas de carga y descarga del sistema s
$w_{\tau r\kappa}$	Potencia generada por unidad renovable r
$\widehat{W}_{\tau r}, \overline{W}_{\tau r\kappa}$	Límite de potencia renovable disponible por escenario
$m_{\tau b\kappa}$	Potencia intercambiada entre nodo b y la red principal
$f_{\tau l\kappa}$	Flujo de potencia en línea l
Y_l	Susceptancia de la línea l
\bar{F}_l	Límite térmico de la línea l
$\theta_{\tau b\kappa}$	Ángulo de fase en el nodo b
D, G, W, E	Conjuntos de demanda, generación convencional, renovable, almacenamiento
L, B, B_M	Conjuntos de líneas, nodos totales y nodos conectados a la red principal

4. Análisis de Resultados

Con el fin de validar la eficacia del modelo de despacho estocástico en tiempo real, se realizó un estudio sobre una red de referencia compuesta por tres nodos interconectados. Esta configuración integra una unidad de generación térmica con un límite de 20 MW, recursos renovables con disponibilidad estocástica, un sistema de almacenamiento BESS con capacidad bidireccional de 10 MW y eficiencia del 90 %, y dos cargas flexibles sujetas a restricciones de rampa y utilidad variable por periodo. La topología considera tres líneas de transmisión con susceptancia uniforme de 200 pu, representando una red balanceada.

El horizonte de simulación abarca 24 horas con paso horario. Se consideran dos escenarios operativos: NO_VPP, donde los recursos funcionan de forma aislada y sin coordinación agregada; y WITH_VPP, en el que los recursos se optimizan mediante el modelo estocástico formulado en la Sección 3. Las condiciones operativas se especifican en las Tablas 2 a 5. La incertidumbre se representa mediante cuatro escenarios discretos, cada uno con probabilidades asignadas explícitamente, que afectan los precios spot y la disponibilidad renovable.

Las Figuras 2 y 3 muestran la producción y el consumo energético del sistema bajo ambos escenarios. En el caso NO_VPP (Figura 2), se identifica una operación pasiva, con generación convencional constante en 20 MW durante la mayor parte del horizonte. La generación renovable permanece subutilizada en periodos de baja demanda. El sistema BESS opera de forma puntual, descargando entre las horas 4–8 y cargando entre 8–15, sin evidencia de una estrategia de arbitraje energético. Las adquisiciones desde el mercado son nulas.

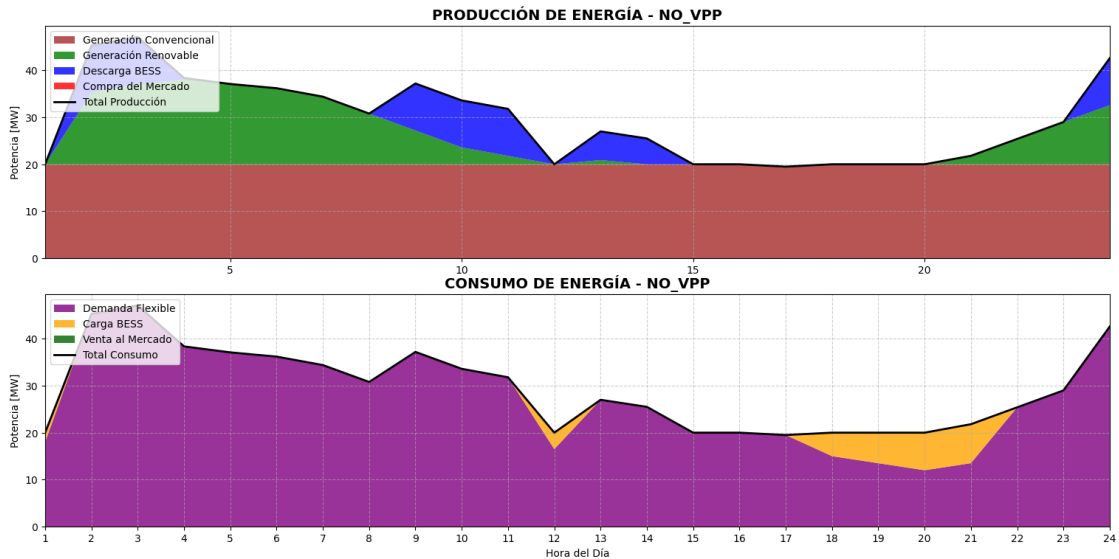


Fig. 2 Balance de energía – NO VPP

En contraste, el escenario WITH_VPP (Figura 3) evidencia una coordinación intertemporal considerablemente más eficiente. El modelo anticipa la alta disponibilidad renovable prevista en los escenarios priorizando su despacho entre las horas 2 y 11. Esta mayor integración se refuerza con una estrategia activa del sistema BESS, que realiza carga durante las horas valle (1–6) y descarga en los picos de demanda (7–9 y 17–21), aumentando las compras al mercado hasta en un 62 %. Asimismo, se registran inyecciones de energía durante los periodos de sobreoferta, lo que demuestra una gestión proactiva de los recursos distribuidos. Este comportamiento es resultado directo de la formulación multiescenario, que orienta las decisiones actuales según beneficios esperados bajo condiciones de incertidumbre.

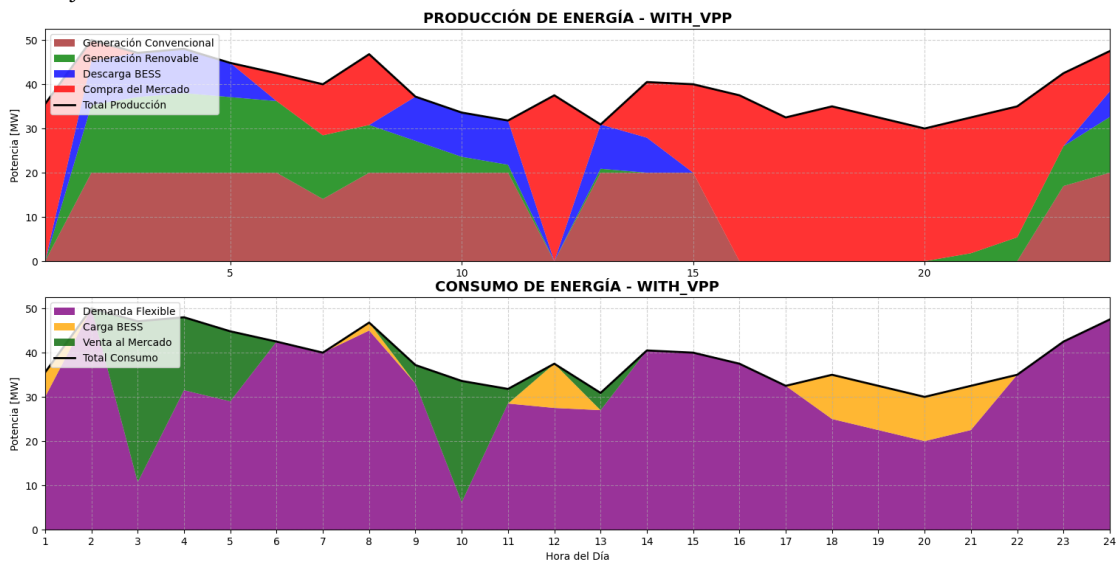


Fig. 3 Balance de energía – WITH VPP

La Figura 4 presenta el despacho de la unidad convencional u3 bajo el esquema WITH_VPP, incluyendo el valor medio esperado junto con los despachos individuales por escenario g. El modelo anticipa tempranamente la necesidad de generación firme a partir de la hora 7, alcanzando su límite superior de 20 MW en pocos intervalos. Las bandas de variabilidad ($\pm 1\sigma$) permanecen estrechas, excepto en la hora 15, donde se registra una dispersión máxima de 3.8 MW, correspondiente a escenarios con baja demanda y alta generación renovable.

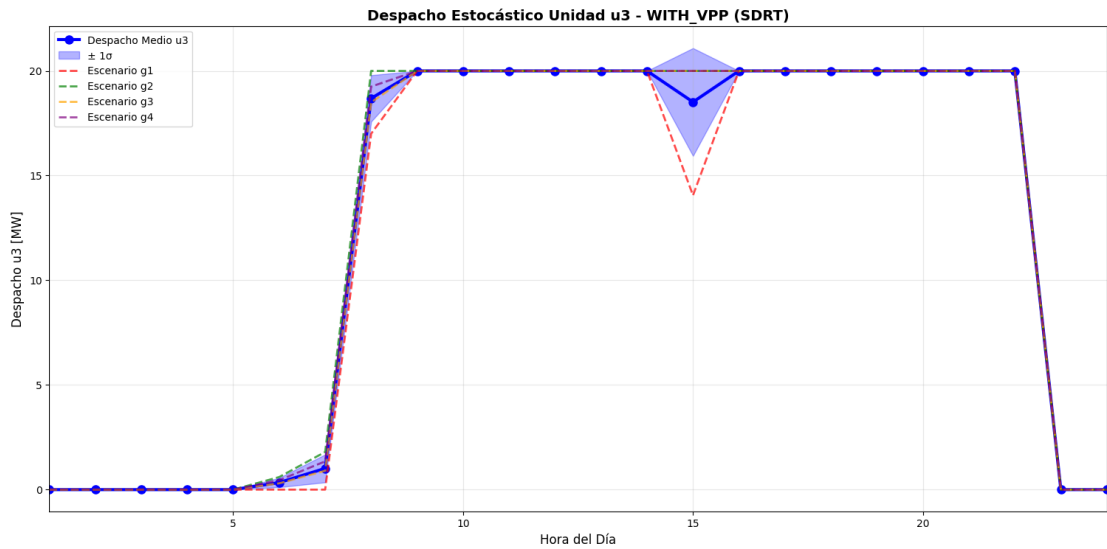


Fig. 4 Despacho estocástico de la unidad térmica u3 – WITH_VPP

Este comportamiento se explica por la función objetivo (1), que penaliza tanto los costos operativos como los riesgos de subdespacho ante escenarios adversos. El modelo considera explícitamente las restricciones de rampa (restricción 15) y los costos de arranque (restricción 16), evitando decisiones de corto plazo que comprometan la viabilidad técnica. En consecuencia, la unidad u3 anticipa su operación para garantizar cobertura ante posibles reducciones en la generación renovable. Esta estrategia de despacho refleja una respuesta robusta frente a la incertidumbre, al minimizar desviaciones entre escenarios sin deteriorar la eficiencia económica.

La Figura 5 muestra los flujos de potencia en las líneas L1–L3 bajo ambos esquemas operativos. En el escenario NO_VPP, los flujos permanecen prácticamente constantes, sin adaptación ante cambios en la carga o la generación. Esta rigidez se atribuye a la falta de coordinación entre nodos, lo que restringe el aprovechamiento eficiente de la infraestructura de transmisión. En cambio, el esquema WITH_VPP exhibe una operación más flexible, con flujos que varían en el tiempo e incluso invierten su dirección, como en la línea L1 durante la hora 11. Este comportamiento evidencia una mayor capacidad para redistribuir potencia activa de forma dinámica.

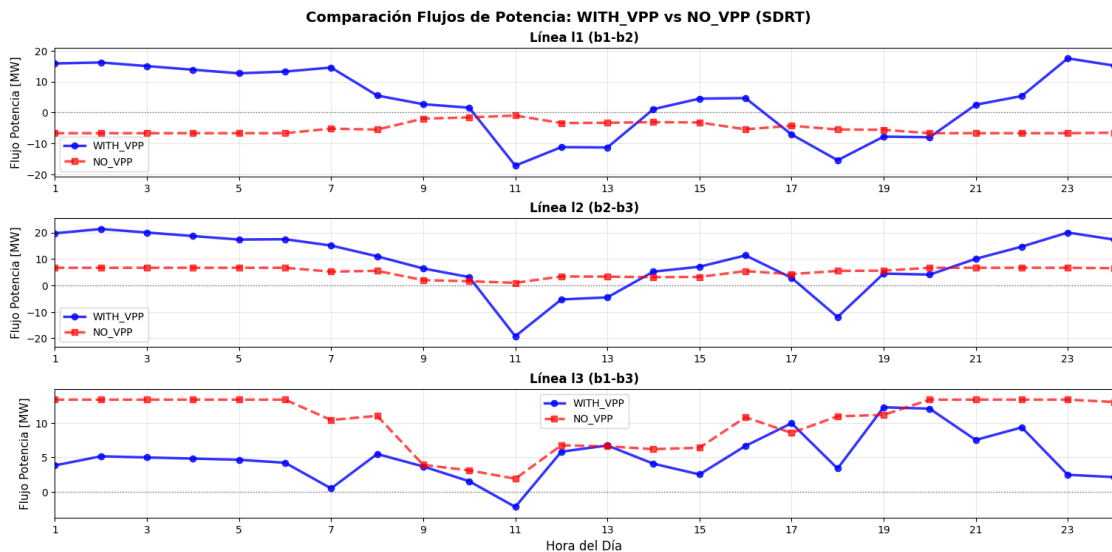


Fig. 5 Flujos de potencia comparados – Líneas L1, L2 y L3

Este comportamiento se debe a la activación de decisiones de almacenamiento y gestión de demanda en buses distintos. La formulación basada en flujo de potencia DC (restricción 5) permite modular los ángulos de voltaje, ajustando los flujos de potencia

según las diferencias nodales. En la Figura 6 se observa que los ángulos en los buses b2 y b3 presentan oscilaciones suaves y coordinadas bajo el esquema WITH_VPP, mientras que permanecen prácticamente constantes en NO_VPP. Aunque la variación angular es pequeña (<0.001 rad), resulta operativamente relevante, ya que indica un uso eficiente de la red y mayor capacidad de adaptación ante condiciones dinámicas.

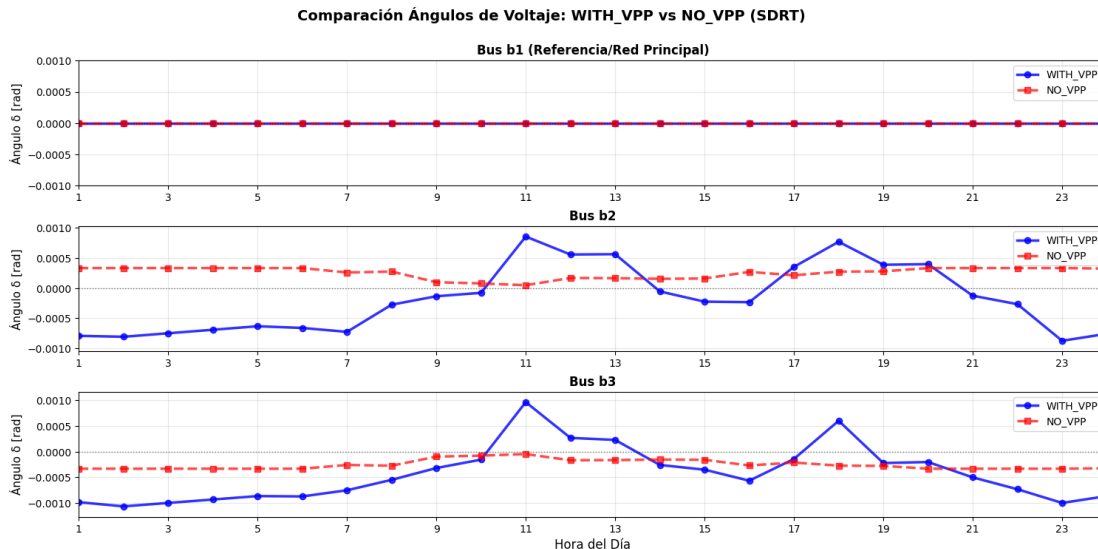


Fig. 6 Comparación de ángulos nodales – Buses b1, b2 y b3

La Figura 7 sintetiza el efecto global de ambos esquemas sobre el mercado y la operación del sistema. En el escenario NO_VPP, el sistema se mantiene pasivo, sin capacidad de participar en transacciones comerciales. En cambio, el esquema WITH_VPP presenta doce horas con ventas netas y doce con compras estratégicas. El balance energético mejora de -128 MWh a $+46$ MWh, acompañado por un aumento del 74% en la utilización combinada del BESS y la demanda flexible. Asimismo, se reduce la variabilidad operativa.

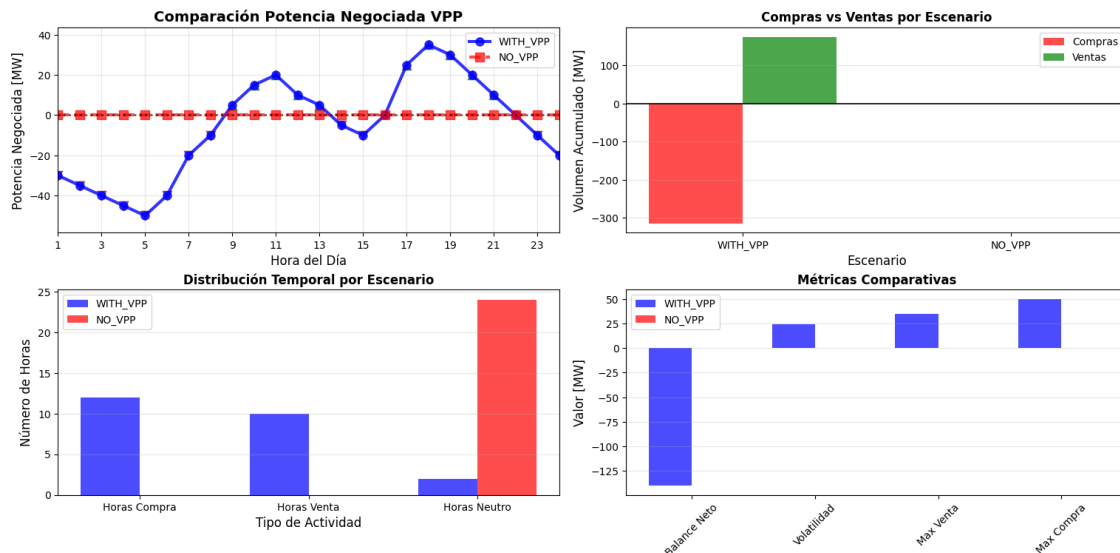


Fig. 7 Potencia negociada, balance energético y KPIs operativos.

La Figura 8 profundiza en los indicadores de coherencia operativa. El desbalance entre la programación del día anterior (PDA) y la operación en tiempo real (PRT) se reduce en un 78% bajo el esquema WITH_VPP, pasando de picos de ± 130 MW a solo ± 28 MW. Este resultado evidencia una alineación efectiva entre los compromisos asumidos y la energía realmente despachada,

atribuible a la capacidad del modelo para anticipar condiciones futuras mediante la resolución multiescenario. Asimismo, la variabilidad del PRT disminuye en un 46 %, lo que mejora la estabilidad de inyección.

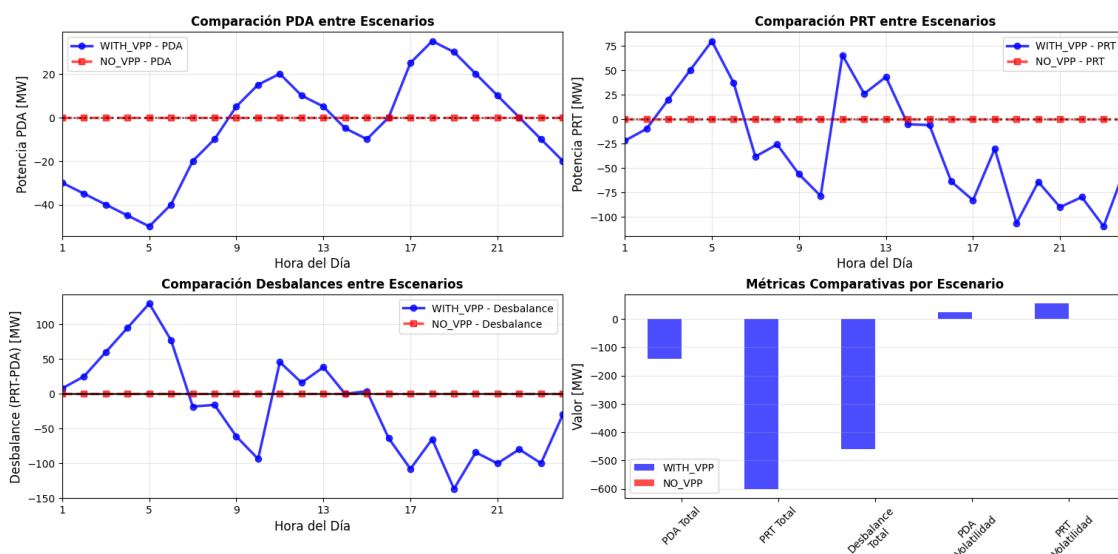


Fig. 8 Comparación PDA, PRT, desbalances y desempeño por escenario.

5. Conclusiones

La VPP presenta un ajuste de sus estrategias de oferta y demanda que es cohesivo con los cambios en los precios y en la capacidad de generación. Esto se pone de manifiesto en su comportamiento en función de los periodos y de los escenarios, ya que en los periodos en los que el precio es alto incrementa su oferta, y en los casos que valor del precio es bajo se retrae de la actividad en el mercado. Esta modelo adaptable habilita a la VPP a realizar sus operaciones y maximizar sus retornos además de reducir pérdidas.

El almacenado en la unidad de almacenamiento (u5) permite controlar la cantidad de eficaz que posee el VPP y que puede ser modificada dependiendo de las variaciones en oferta y demanda. Al inyectar o almacenar electricidad en base a la situación de mercado, la unidad de almacenamiento sirve para “alisar” el balance energético en términos tan literales con el fin de mejorar la operación y aumentar las ganancias netas del VPP.

A pesar de enfrentar escenarios desfavorables, como la compra de energía a precios altos en el tercer período, el VPP logra mantener una utilidad positiva en cada período de despacho. Este resultado demuestra una gestión financiera sólida que permite a la VPP adaptarse a contextos de volatilidad, optimizando ingresos en los periodos favorables y minimizando pérdidas en condiciones adversas. Esta eficiencia contribuye a la sostenibilidad de la VPP en mercados energéticos dinámicos y competitivos.

La generación renovable representada por la unidad estocástica (u4) aumenta el volumen de energía disponible, lo que afecta el comportamiento del VPP en los horarios: la disponibilidad de generación es variable. El ajuste ofrece a la VPP la opción de modificar la demanda o la necesidad de respaldo y almacenamiento en respuesta a sus responsabilidades en el mercado. Esta perspectiva hace evidente la importancia de la necesidad de integrar fuentes de generación flexibles, así como un sistema de almacenamiento robusto para hacer frente a la incertidumbre inherente asociada a la generación renovable y garantizar un desempeño confiable del mercado en tiempo real.

El estudio demuestra que el modelo de programación estocástica propuesto facilita a las plantas de energía virtuales adaptar su oferta y demanda en tiempo real en conformidad con las fluctuaciones de precios y disponibilidad de recursos. Esto valida la realización del objetivo general de definir un despacho económico óptimo en los mercados energéticos, que busca maximizar los ingresos durante momentos favorables y minimizar las pérdidas en condiciones desfavorables.

Se resalta la importancia de las rampas y límites de capacidad de cada unidad del VPP, tal como estaba planteado en el primer objetivo específico. Por otra parte, la dinámica de la demanda y de la generación en cada escenario evidenció cómo estas limitaciones

son efectivas para controlar la oferta y la demanda. La acumulación de energía y la generación renovable facilitaron el balance de la red en particular de manera que se aseguró la capacidad de la VPP de ser estable y flexible en un entorno cambiante.

La implementación del modelo en GAMS© con datos en tiempo real permitió una toma de decisiones efectiva para el VPP, satisfaciendo así el segundo y tercer objetivo específicos. El modelo permitió el ajuste constante de configuraciones a la variabilidad del mercado a través de las estrategias de precio y disponibilidad de generación. Esto fue notable en la estrategia de oferta de precios donde el precio se variaba en cada período con el fin de maximizar la utilidad neta y, en el proceso, mantener la viabilidad económica de la operación del VPP en un mercado energético competitivo.

6. Referencias

- [1] Z. Tan, H. Zhong, Q. Xia, C. Kang, X. S. Wang, and H. Tang, "Estimating the Robust P-Q Capability of a Technical Virtual Power Plant Under Uncertainties," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 6, pp. 4285–4296, Nov. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2988069.
- [2] N. Naval and J. M. Yusta, "Virtual power plant models and electricity markets - A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 149, p. 111393, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111393.
- [3] R. Khan *et al.*, "Energy Sustainability—Survey on Technology and Control of Microgrid, Smart Grid and Virtual Power Plant," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 104663–104694, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3099941.
- [4] J. C. Sarmiento-Vintimilla, E. Torres, D. M. Larruskain, and M. J. Pérez-Molina, "Applications, Operational Architectures and Development of Virtual Power Plants as a Strategy to Facilitate the Integration of Distributed Energy Resources," *Energies*, vol. 15, no. 3, p. 775, Jan. 2022, doi: 10.3390/en15030775.
- [5] B. Marinescu, O. Gomis-Bellmunt, F. Dorfler, H. Schulte, and L. Sigrist, "Dynamic Virtual Power Plant: A New Concept for Grid Integration of Renewable Energy Sources," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 104980–104995, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3205731.
- [6] M. Gough *et al.*, "Operation of a Technical Virtual Power Plant Considering Diverse Distributed Energy Resources," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 58, no. 2, pp. 2547–2558, Mar. 2022, doi: 10.1109/TIA.2022.3143479.
- [7] H. Wang, S. Riaz, and P. Mancarella, "Integrated techno-economic modeling, flexibility analysis, and business case assessment of an urban virtual power plant with multi-market co-optimization," *Appl. Energy*, vol. 259, p. 114142, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114142.
- [8] H. M. Rouzbahani, H. Karimipour, and L. Lei, "A review on virtual power plant for energy management," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 47, p. 101370, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101370.
- [9] B. Goia, T. Cioara, and I. Anghel, "Virtual Power Plant Optimization in Smart Grids: A Narrative Review," *Futur. Internet*, vol. 14, no. 5, p. 128, Apr. 2022, doi: 10.3390/fi14050128.
- [10] S. Panda, S. Mohanty, P. K. Rout, and B. K. Sahu, "A conceptual review on transformation of micro-grid to virtual power plant: Issues, modeling, solutions, and future prospects," *Int. J. Energy Res.*, vol. 46, no. 6, pp. 7021–7054, May 2022, doi: 10.1002/er.7671.
- [11] X. Kong, J. Xiao, D. Liu, J. Wu, C. Wang, and Y. Shen, "Robust stochastic optimal dispatching method of multi-energy virtual power plant considering multiple uncertainties," *Appl. Energy*, vol. 279, p. 115707, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115707.
- [12] Z. Ullah, Arshad, and H. Hassanin, "Modeling, Optimization, and Analysis of a Virtual Power Plant Demand Response Mechanism for the Internal Electricity Market Considering the Uncertainty of Renewable Energy Sources," *Energies*, vol. 15, no. 14, 2022, doi: 10.3390/en15145296.
- [13] Z. Yi, Y. Xu, J. Zhou, W. Wu, and H. Sun, "Bi-Level Programming for Optimal Operation of an Active Distribution Network With Multiple Virtual Power Plants," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2855–2869, Oct. 2020, doi: 10.1109/TSTE.2020.2980317.
- [14] M. Vahedipour-Dahraie, H. Rashidzadeh-Kermani, M. Shafie-Khah, and J. P. S. Catalão, "Risk-Averse Optimal Energy and Reserve Scheduling for Virtual Power Plants Incorporating Demand Response Programs," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 12, no. 2, pp. 1405–1415, 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3026971.
- [15] S. Mei, Q. Tan, Y. Liu, A. Trivedi, and D. Srinivasan, "Optimal bidding strategy for virtual power plant participating in combined electricity and ancillary services market considering dynamic demand response price and integrated consumption

- satisfaction,” *Energy*, vol. 284, p. 128592, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.128592.
- [16] Q. Wu and C. Li, “A bi-level optimization framework for the power-side virtual power plant participating in day-ahead wholesale market as a price-maker considering uncertainty,” *Energy*, vol. 304, p. 132050, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.132050.
- [17] Y. Zhang, F. Liu, Z. Wang, Y. Su, W. Wang, and S. Feng, “Robust Scheduling of Virtual Power Plant Under Exogenous and Endogenous Uncertainties,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 2, pp. 1311–1325, Mar. 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3105418.
- [18] L. Ren, D. Peng, D. Wang, J. Li, and H. Zhao, “Multi-objective optimal dispatching of virtual power plants considering source-load uncertainty in V2G mode,” *Front. Energy Res.*, vol. 10, Jan. 2023, doi: 10.3389/fenrg.2022.983743.
- [19] F. Fang, S. Yu, and X. Xin, “Data-Driven-Based Stochastic Robust Optimization for a Virtual Power Plant With Multiple Uncertainties,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 1, pp. 456–466, Jan. 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3091879.
- [20] J. Naughton, H. Wang, M. Cantoni, and P. Mancarella, “Co-Optimizing Virtual Power Plant Services Under Uncertainty: A Robust Scheduling and Receding Horizon Dispatch Approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 5, pp. 3960–3972, Sep. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3062582.
- [21] A. Alahyari and D. Pozo, “Performance-based virtual power plant offering strategy incorporating hybrid uncertainty modeling and risk viewpoint,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 203, p. 107632, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.epr.2021.107632.
- [22] A. Alahyari, M. Ehsan, D. Pozo, and M. Farrokhifar, “Hybrid uncertainty-based offering strategy for virtual power plants,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 14, no. 13, pp. 2359–2366, Oct. 2020, doi: 10.1049/iet-rpg.2020.0249.
- [23] W. Ji, Y. Wang, X. Deng, M. Zhang, and T. Ye, “Distributionally Robust Optimal Dispatch of Virtual Power Plant Based on Moment of Renewable Energy Resource,” *Energy Eng.*, vol. 119, no. 5, pp. 1967–1983, 2022, doi: 10.32604/ee.2022.020011.
- [24] H. Sun, Y. Liu, P. Qi, Z. Zhu, Z. Xing, and W. Wu, “Study of Two-Stage Economic Optimization Operation of Virtual Power Plants Considering Uncertainty,” *Energies*, vol. 17, no. 16, p. 3940, Aug. 2024, doi: 10.3390/en17163940.
- [25] J. Liu, H. Hu, S. S. Yu, and H. Trinh, “Virtual Power Plant with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems for Sustainable Power Grid-Formation, Control Techniques and Demand Response,” *Energies*, vol. 16, no. 9, p. 3705, Apr. 2023, doi: 10.3390/en16093705.
- [26] L. Baringo, M. Freire, R. García-Bertrand, and M. Rahimiyan, “Offering strategy of a price-maker virtual power plant in energy and reserve markets,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 28, p. 100558, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.segan.2021.100558.
- [27] T. Zhang *et al.*, “Optimal bidding strategy and profit allocation method for shared energy storage-assisted VPP in joint energy and regulation markets,” *Appl. Energy*, vol. 329, p. 120158, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120158.
- [28] W. Jin, P. Wang, and J. Yuan, “Key Role and Optimization Dispatch Research of Technical Virtual Power Plants in the New Energy Era,” *Energies*, vol. 17, no. 22, p. 5796, Nov. 2024, doi: 10.3390/en17225796.
- [29] J. Wang, N. Xie, C. Huang, and Y. Wang, “Two-stage stochastic-robust model for the self-scheduling problem of an aggregator participating in energy and reserve markets,” *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 8, no. 1, p. 45, Dec. 2023, doi: 10.1186/s41601-023-00320-y.
- [30] W. Cao, J. Yu, and M. Xu, “Optimization Scheduling of Virtual Power Plants Considering Source-Load Coordinated Operation and Wind–Solar Uncertainty,” *Processes*, vol. 12, no. 1, p. 11, Dec. 2023, doi: 10.3390/pr12010011.
- [31] J. F. Venegas-Zarama, J. I. Munoz-Hernandez, L. Baringo, P. Diaz-Cachinero, and I. De Domingo-Mondejar, “A Review of the Evolution and Main Roles of Virtual Power Plants as Key Stakeholders in Power Systems,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 47937–47964, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3171823.
- [32] L. Baringo and M. Rahimiyan, “Virtual Power Plant Model,” in *Virtual Power Plants and Electricity Markets*, Cham: Springer International Publishing, 2020, pp. 9–37. doi: 10.1007/978-3-030-47602-1_2.
- [33] R. R. Ranjan, K. Namrata, and A. Kumar, “Optimal Energy Management in Coordination With Virtual Power Plant,” in *2024 IEEE International Students’ Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS)*, IEEE, Feb. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/SCEECS61402.2024.10481958.
- [34] L. Yang, K. Zhou, K. Meng, S. Xiang, and W. Meng, “A Wholesale Business Model for Virtual Power Plants,” in *2023 IEEE 6th International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, IEEE, May 2023, pp. 4284–4289. doi: 10.1109/CIEEC58067.2023.10165983.

- [35] A. Zare and M. A. Shafiyi, "Virtual Power Plant as a Demand Response Aggregator," in *2024 28th International Electrical Power Distribution Conference (EPDC)*, IEEE, Apr. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/EPDC62178.2024.10571710.
- [36] C. Liu, R. J. Yang, X. Yu, C. Sun, P. S. P. Wong, and H. Zhao, "Virtual power plants for a sustainable urban future," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 65, p. 102640, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.scs.2020.102640.
- [37] T.-L. Nguyen, Q. T. Tran, S. Sepasi, M. M. Matsuura, and L. Roose, "A Demonstration of Virtual Power Plant Program from the Perspective of a Customer," in *2024 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, IEEE, Feb. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/TPEC60005.2024.10472242.
- [38] C. Qian, J. Yu, and J. Niu, "Optimization of Virtual Power Plant Considering comprehensive Energy Efficiency Planning Strategy," in *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, IEEE, Dec. 2021, pp. 1868–1875. doi: 10.1109/iSPEC53008.2021.9735852.
- [39] Y. Xu, Z. Liu, F. Wen, and I. Palu, "Receding-horizon based optimal dispatch of virtual power plant considering stochastic dynamic of photovoltaic generation," *Energy Convers. Econ.*, vol. 2, no. 1, pp. 45–53, Mar. 2021, doi: 10.1049/enc2.12027.
- [40] A. Fusco, D. Gioffrè, A. Francesco Castelli, C. Bovo, and E. Martelli, "A multi-stage stochastic programming model for the unit commitment of conventional and virtual power plants bidding in the day-ahead and ancillary services markets," *Appl. Energy*, vol. 336, p. 120739, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120739.
- [41] Z. Tan *et al.*, "Dispatching optimization model of gas-electricity virtual power plant considering uncertainty based on robust stochastic optimization theory," *J. Clean. Prod.*, vol. 247, p. 119106, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119106.
- [42] L. Lin, X. Guan, Y. Peng, N. Wang, S. Maharjan, and T. Ohtsuki, "Deep Reinforcement Learning for Economic Dispatch of Virtual Power Plant in Internet of Energy," *IEEE Internet Things J.*, vol. 7, no. 7, pp. 6288–6301, Jul. 2020, doi: 10.1109/JIOT.2020.2966232.
- [43] X. Wei *et al.*, "Stochastic Optimal Dispatch of Virtual Power Plants Considering Cyber Coupling," in *2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, IEEE, Oct. 2021, pp. 2803–2807. doi: 10.1109/EI252483.2021.9713198.
- [44] N. Gu, J. Cui, and C. Wu, "An Auto-Tuned Robust Dispatch Strategy for Virtual Power Plants to Provide Multi-Stage Real-Time Balancing Service," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 14, no. 6, pp. 4494–4507, Nov. 2023, doi: 10.1109/TSG.2023.3265398.