



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción

“Evaluación Técnico-Económica de Redes Eléctricas Eficientes Debido a la Integración intermitente de fuente solar fotovoltaica de autoconsumo considerando Modelos de Optimización”

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del título de:

MAGÍSTER EN SISTEMAS DE ENERGÍA

Presentada por:

JOCELYNE SELENA SALGADO OCHOA

Guayaquil- Ecuador

Año:2025

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a: Mi inspirador e inquebrantable padre: Juan C. Salgado, mi tenaz, resiliente y amorosa madre: Sandra M. Ochoa, mis dos terriblemente nobles y pequeñas hermanas: Daniela y Arianna.

A mis incondicionales amigos: Homero R. Ojeda, Franklin F. Duarte, Víctor O. Padilla, Gabriel E. Morán que en ningún momento soltaron mi mano y me abrigaron totalmente con su cálida amistad.

Jocelyne S. Salgado

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por permitirme culminar este proyecto. Me gustaría agradecer a mis padres por siempre apoyar todos mis sueños. A mis hermanas, mis mascotas: Baruch y Larry.

A mi mentor PhD. Miguel A. Torres por su constante guía y apoyo, a PhD. Juan M. Peralta por su ayuda en todo el proceso de esta maestría.

Al Ing. Homero R. Ojeda por su ayuda y apoyo invaluable fueron la pieza clave para que esta tesina fuera posible.

Jocelyne S. Salgado

DECLARACIÓN EXPRESA

Yo Jocelyne Selena Salgado Ochoa acuerdo y reconozco que: La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores. El o los estudiantes deberán procurar en cualquier caso de cesión de sus derechos patrimoniales incluir una cláusula en la cesión que proteja la vigencia de la licencia aquí concedida a la ESPOL.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, secreto empresarial, derechos patrimoniales de autor sobre software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 24 de Marzo del 2025.

Jocelyne S. Salgado, Ing.

TRIBUNAL DE TITULACIÓN

Miguel A. Torres, PhD.

Director de Proyecto

Juan M. Peralta, PhD.

Vocal

RESUMEN

El presente estudio evalúa la viabilidad técnico-económica de la integración de generación solar fotovoltaica de autoconsumo en redes de subtransmisión, considerando la intermitencia del recurso renovable y su impacto en la estabilidad del sistema eléctrico. Se desarrolla una metodología basada en modelos de optimización determinísticos y estocásticos, implementados en AMPL y Python, respectivamente.

El análisis se centra en la red de subtransmisión de Guayaquil, donde se examinan dos escenarios contrastantes: alta y baja intermitencia en la generación renovable. La metodología incluye la generación de escenarios probabilísticos, la optimización multiperiodo y el análisis de flujos de potencia en condiciones de seguridad ($n-1$). Se comparan los resultados obtenidos con un modelo determinístico tradicional, evidenciando que la modelación estocástica permite una representación más realista de la variabilidad de la generación solar y una planificación más robusta.

Los hallazgos indican que la intermitencia de la fuente solar puede generar fluctuaciones en los flujos de potencia, aumentando el riesgo de sobrecargas en ciertas líneas y la necesidad de estrategias de mitigación. Se identifica que la integración fotovoltaica puede reducir costos operativos, pero requiere inversiones adicionales en infraestructura y mecanismos de control para garantizar la estabilidad del sistema.

Se recomienda fortalecer la modelización de incertidumbre mediante técnicas avanzadas de predicción, así como evaluar la incorporación de almacenamiento energético y respuesta a la demanda para mejorar la flexibilidad operativa. Los resultados de este estudio proporcionan una base sólida para la toma de decisiones en la planificación de redes eléctricas con alta penetración de energías renovables.

ABREVIATURAS O SIGLAS

AMPL	<i>A Mathematical Programming Language</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
ARENA	<i>Australian Renewable Energy Agency</i>
GD	<i>Generación Distribuida</i>
DMS	<i>Sistemas de Distribución</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Industry</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LP	<i>Linear Programming</i>
MILP	<i>Mixed-Integer Linear Programming</i>
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
ACOPF	<i>Alternating Current Optimal Power Flow</i>
DCOPF	<i>Direct Current Optimal Power Flow</i>
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
CPLEX	<i>Constraint Programming and Linear Programming EXecutor</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
PyPSA	<i>Python for Power System Analysis</i>
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
CELEC EP	<i>Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública</i>
CNEL EP	<i>Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública</i>
PEST_1	<i>Modelo de Planeamiento de Expansión del Sistema de Transmisión</i>
VRES	<i>Modelo integración de fuentes de Energía Renovable Variable</i>
IPOPT	<i>Interior Point OPTimizer solver</i>

INDICE GENERAL

CAPÍTULO 1	15
1. INTRODUCCIÓN	15
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	16
1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	16
1.3. OBJETIVOS	17
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	17
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
1.4. ALCANCE	18
CAPÍTULO 2	19
2. MARCO TEÓRICO	19
2.1. INTEGRACIÓN FOTOVOLTAICA INTERMITENTE	19
2.2. PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN	21
2.3. REVISIÓN CRÍTICA DE LA LITERATURA	23
2.4. MODELOS DE OPTIMIZACIÓN DETERMINÍSTICOS VS ESTOCÁSTICOS	25
2.5. ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS EXISTENTES	28
2.6. IMPLICACIONES PRÁCTICAS	30
2.7. RED DE SUBTRANSMISIÓN DE GUAYAQUIL: RETOS Y OPORTUNIDADES	33
2.8. SUBESTACIONES COLECTORAS EN LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	33
CAPÍTULO 3	38
3. ENFOQUE METODOLÓGICO	38
3.1. MODELADO DEL SISTEMA	39
3.1.1. MODELO DE PLANEAMIENTO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (PEST_1)	40
3.1.2. MODELO DE INTEGRACIÓN DE FUENTES RENOVABLES (VRES)	46
3.2. IMPLEMENTACIÓN COMPUTACIONAL Y CONFIGURACIÓN DEL ENTORNO	53
3.2.1. HERRAMIENTAS UTILIZADAS	53
3.2.2. CONFIGURACIÓN DEL ENTORNO	54
3.3. CASO DE ESTUDIO	54
CAPÍTULO 4	62

<u>4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</u>	<u>62</u>
4.1. COMPARACIÓN Y OPERACIÓN EN DIFERENTES ESCENARIOS DETERMINÍSTICOS	63
4.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA INTERMITENCIA EN LOS FLUJOS DE POTENCIA	75
<u>CAPÍTULO 5</u>	<u>83</u>
<u>5. CONCLUSIONES</u>	<u>83</u>
<u>6. RECOMENDACIONES</u>	<u>84</u>
<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	<u>85</u>
<u>ANEXOS</u>	<u>93</u>

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA APLICADA EN ESTE ESTUDIO.	38
FIGURA 2. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL CASO BASE ESCENARIO BAJA DEMANDA.	65
FIGURA 3. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL CASO BASE ESCENARIO DEMANDA MEDIA.	68
FIGURA 4. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL CASO BASE EN EL ESCENARIO DE DEMANDA ALTA.	71
FIGURA 5. PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA POR CADA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEL CASO DE ESTUDIO GYE.	74
FIGURA 6. GRÁFICA FLUJO BASE VS FLUJO CONTINGENCIA (ESCENARIO 1).	76
FIGURA 7. GRÁFICA FLUJO BASE VS FLUJO CONTINGENCIA (ESCENARIO 2).	78
FIGURA 8. HISTOGRAMA DE LA DEMANDA TOTAL DEL CASO DE ESTUDIO.	79
FIGURA 9. COMPARACIÓN DE FLUJO BASE VS FLUJO CONTINGENCIA EN CASO DE ESTUDIO.	81
FIGURA 10. COMPARACIÓN FLUJO BASE VS FLUJO CONTINGENCIA EN CASO DE ESTUDIO.	82

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. DEFINICIÓN DEL CONJUNTO.	55
TABLA 2. PARÁMETROS DE CONDUCTORES.	56
TABLA 3. BASES Y COSTOS MODULARES EN [MR\$].	56
TABLA 4. COSTO DE INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES EN [MR\$].	57
TABLA 5. PARÁMETROS FIJOS Y VALORES OPERACIONALES.	58
TABLA 6. PARÁMETROS DE CONDUCTORES	60
TABLA 7. BASES Y COSTOS MODULARES EN [M\$].	60
TABLA 8. COSTO DE INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES EN [M\$].	60
TABLA 9. PARÁMETROS FIJOS Y OPERACIONALES DEL CASO DE ESTUDIO.	61
TABLA 10. RESUMEN DE INDICADORES GLOBALES EN BAJA DEMANDA	64
TABLA 11. INVERSIÓN EN NUEVAS LÍNEAS EN BAJA DEMANDA	64
TABLA 12. INVERSIÓN EN TRANSFORMADORES EN BAJA DEMANDA	64
TABLA 13. INDICADORES GLOBALES EN ESCENARIO DE DEMANDA PROMEDIO.	66
TABLA 14. INVERSIÓN EN NUEVAS LÍNEAS EN DEMANDA PROMEDIO.	67
TABLA 15. INVERSIÓN EN TRANSFORMADORES EN DEMANDA PROMEDIO.	67
TABLA 16. INDICADORES GLOBALES EN ALTA DEMANDA.	69
TABLA 17. INVERSIÓN DE NUEVAS LÍNEAS EN ALTA DEMANDA.	70
TABLA 18. INVERSIÓN EN TRANSFORMADORES EN ALTA DEMANDA.	70
TABLA 19. INDICADORES GLOBALES EN EL CASO DE ESTUDIO GYE.	72
TABLA 20. INVERSIÓN DE NUEVAS LÍNEAS EN EL CASO ESTUDIO GYE.	73
TABLA 21. INVERSIÓN DE NUEVOS TRANSFORMADORES EN EL CASO DE ESTUDIO GYE.	73

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. PARÁMETROS DE LOS PUNTOS CANDIDATOS DEL CASO BASE.	93
ANEXO 2. PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL CASO BASE PARTE 1.	94
ANEXO 3. PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL CASO BASE PARTE 2.	95
ANEXO 4. NODOS DE LAS S/ES DEL CASO DE ESTUDIO PARTE 1.	96
ANEXO 5. NODOS DE LAS S/ES DEL CASO DE ESTUDIO PARTE 2.	97
ANEXO 6. PARÁMETROS DE LOS PUNTOS CANDIDATOS DEL CASO DE ESTUDIO PARTE 1.	98
ANEXO 7. PARÁMETROS DE LOS PUNTOS CANDIDATOS DEL CASO DE ESTUDIO PARTE 2.	99
ANEXO 8. PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL CASO DE ESTUDIO PARTE 1.	99
ANEXO 9. PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL CASO DE ESTUDIO PARTE 2.	100

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La importancia de garantizar el acceso a la electricidad de manera sostenible se ha convertido en una prioridad para el desarrollo de las sociedades modernas. Aunque las fuentes renovables experimentan un avance significativo en la matriz energética mundial, alrededor de un 70% de la generación aún depende de combustibles fósiles, según datos del año 2020 ([Ali Q & Al-Shetwi, 2022](#)). Dentro de las energías limpias, la tecnología solar fotovoltaica ha crecido notablemente, con una potencia instalada superior a los 130 GW desde 2013 hasta la actualidad ([Oteng, Zuo, & Sharifi, 2021](#)). Este desarrollo, sin embargo, no es homogéneo en todos los países, pues en los de menores ingresos se presenta un crecimiento más lento debido a diversos factores estructurales y económicos ([Tabrizian, 2019](#)). A pesar de estos retos, se estima que, hacia 2050, la energía solar y la eólica podrían alcanzar un 50% de penetración en la generación mundial, según proyecciones de la International Renewable Energy Agency (RENA, 2020). En Ecuador, la generación fotovoltaica representa alrededor del 7.52% de la producción renovable ([CENACE, 2023](#)), lo cual pone de relieve la relevancia de este recurso en el proceso de diversificación de la matriz energética.

Si bien la tecnología fotovoltaica ofrece múltiples oportunidades, como la reducción de emisiones de CO₂ y el descenso en los costos de generación a largo plazo, existen desafíos de índole técnica y económica que exigen estudios de viabilidad. Algunos análisis muestran que el costo nivelado de la energía (LCOE) de la solar fotovoltaica varía según el clima y la vida útil de los paneles, con cifras que oscilan entre 0.138 y 0.172 dólares por kWh ([Flowers, y otros, 2016](#)). Así, el potencial de la generación fotovoltaica radica no solo en los beneficios medioambientales sino también en su competitividad económica. No obstante, la variabilidad del recurso solar, la estabilidad operativa de las redes eléctricas y la necesidad de planificar adecuadamente la expansión constituyen factores claves a considerar.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En el caso ecuatoriano, las estadísticas oficiales demuestran que existe una alta dependencia de la generación hidroeléctrica, la cual provee el 59% de la potencia nominal y el 63% de la efectiva, lo que expone al país a vulnerabilidades considerables en épocas de estiaje (CENACE, 2023). La escasez de lluvias ha llevado a racionamientos de energía que, según cálculos preliminares, generan pérdidas que rondan los 360 millones de dólares, afectando de manera directa a sectores industriales y comerciales. Con la finalidad de paliar esta situación, se han promulgado normativas que buscan promover la instalación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, tanto en consumidores regulados como no regulados, y que establecen parámetros relacionados con la potencia máxima inyectada o las condiciones de conexión (Dirección Nacional Jurídica, 2024).

En este entorno, la ciudad de Guayaquil, caracterizada por su intensa actividad industrial, constituye uno de los principales focos de interés para la generación solar distribuida de mediana y gran escala. Cuando la potencia instalada supera 1 MW, estos proyectos deben conectarse a redes de subtransmisión en lugar de hacerlo a redes de distribución, lo que sitúa el análisis de la operación de la subtransmisión como un aspecto de alta prioridad. De no realizarse una evaluación integral, la incorporación de grandes bloques de energía fotovoltaica puede ocasionar inestabilidades de voltaje, sobrecargas de líneas y perturbaciones de frecuencia en la red (Molina-García, y otros, 2017), incrementando los costos de operación y requiriendo inversiones adicionales e imprevistas. Así, el problema principal radica en comprender cómo integrar la energía solar fotovoltaica de forma viable, mitigando los riesgos técnicos, al tiempo que se aprovechan los beneficios económicos vinculados a la reducción de costos y a la garantía de suministro en contextos de escasez hidroeléctrica.

1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El presente estudio resulta esencial para el escenario energético ecuatoriano por varias razones. La primera de ellas se asocia a la urgencia de diversificar la matriz en un país donde la disponibilidad de recursos hídricos está sujeta a variaciones climáticas, lo que puede desencadenar racionamientos costosos. La segunda razón radica en el marco regulatorio que ha comenzado a flexibilizar las condiciones para

la generación distribuida, abriendo la posibilidad a inversiones privadas y proyectos de autoconsumo que se apoyan en tecnología solar (ARCERNNR, 2023). El potencial de la energía fotovoltaica no solo se traduce en aportes al desarrollo sostenible, sino también en una fuente de independencia energética para las industrias que buscan reducir gastos y vulnerabilidad ante cortes. Sin embargo, la integración de tales recursos no puede darse sin un estudio exhaustivo de los efectos que su intermitencia tiene en la red de subtransmisión y de cómo controlar las fluctuaciones operativas (Munkhchuluun, Meegahapola, & Vahidnia, 2017).

Estas consideraciones ponen de relieve la relevancia de un análisis en el que se evalúen los costos de inversión y los beneficios que se pueden obtener, además de las repercusiones técnicas de la inyección de potencias superiores a 1 MW. Un enfoque integral, que abarque tanto la perspectiva económica como la operativa, permitirá una mejor toma de decisiones y la adopción de estrategias de planificación que eviten nuevas inversiones significativas en redes o, al menos, garanticen que dichas inversiones se lleven a cabo de forma óptima. Este estudio, además de fomentar la autosuficiencia eléctrica, puede servir para atenuar el impacto de los estiajes sobre el suministro, todo lo cual justifica su pertinencia tanto para las autoridades energéticas como para las empresas y consumidores que busquen incorporar energías limpias.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar el impacto técnico-económico de la integración de fuentes fotovoltaicas intermitentes de autoconsumo en la red de subtransmisión de Guayaquil, utilizando modelos de optimización que garanticen la eficiencia y operatividad de la red.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar los costos operativos y económicos asociados con la integración fotovoltaica intermitente cuantificando la viabilidad financiera de las inversiones necesarias y su impacto en la reducción de costos energéticos.

- Programar en AMPL™ un modelo de optimización linealizado para la planificación de la integración de energía fotovoltaica garantizando el nivel de voltaje.
- Implementar en Python una programación estocástica lineal aprovechando al máximo la red existente y minimizando el recorte de energía esperado.

1.4. ALCANCE

Este trabajo se circunscribe a la red de subtransmisión de Guayaquil, en la cual se prevé la mayor penetración de energía fotovoltaica de autoconsumo debido a la concentración de usuarios industriales y comerciales. No se consideran otros tipos de generación renovable, como la eólica o la biomasa, ni se plantean escenarios de compra y venta de energía por encima de 10 MW, pues las condiciones regulatorias para tales inversiones requieren análisis distintos y se encuentran aún en debate. El foco principal del estudio se orienta a la caracterización de la capacidad y estabilidad del sistema de subtransmisión ante la integración de bloques significativos de potencia solar, así como a la evaluación de los costos y beneficios asociados a la instalación de sistemas fotovoltaicos grandes (superiores a 1 MW) que se conectan directamente a estas redes.

La investigación abarca la obtención de datos técnicos para modelar la red y, sobre todo, la aplicación de metodologías de optimización que describan la viabilidad, tanto en términos de solvencia operativa como de rentabilidad económica, de la energía solar fotovoltaica en Guayaquil. Se espera que los resultados orienten a los agentes del sector energético en la toma de decisiones, de manera que se puedan promover inversiones responsables y estrategias de despliegue eficientes, contribuyendo así a la seguridad y a la sostenibilidad del sistema eléctrico nacional.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

El crecimiento de la generación fotovoltaica ha transformado la planificación y operación de los sistemas eléctricos, presentando desafíos y oportunidades en la gestión de redes de subtransmisión. La variabilidad e intermitencia de la energía solar requieren nuevas estrategias tecnológicas y regulatorias para garantizar la estabilidad del sistema, optimizar el uso de la infraestructura existente y facilitar la integración eficiente de fuentes renovables.

Este capítulo desarrolla un análisis detallado sobre los principales aspectos teóricos relacionados con la integración fotovoltaica en redes de subtransmisión. Se examinan los efectos de la intermitencia en la operación del sistema eléctrico, las estrategias de mitigación aplicadas en diferentes regiones y la evolución de los modelos de planificación energética. Además, se revisan los enfoques determinísticos y estocásticos en la optimización de redes, destacando su importancia en el contexto de generación distribuida. Finalmente, se abordan las implicaciones prácticas y regulatorias de la expansión de la infraestructura eléctrica en Guayaquil, considerando el papel de las subestaciones colectoras en la planificación de la transmisión.

2.1. INTEGRACIÓN FOTOVOLTAICA INTERMITENTE

La generación solar fotovoltaica es inherentemente variable e intermitente, dependiendo de factores climáticos (paso de nubes, ciclo día-noche). Esta variabilidad introduce desafíos para la operación de redes de alta tensión, pues obliga a equilibrar generación y demanda en tiempo real bajo flujos de potencia cambiantes (Levy, Messina, & Contreras Lisperguer, 2021). Un aumento súbito o una caída rápida en la producción fotovoltaica puede afectar la estabilidad de frecuencia y tensión del sistema, requiriendo mayor reserva giratoria y capacidad de regulación.

Por ejemplo, en México se reportó que el exceso de generación renovable intermitente en ciertas regiones saturó líneas de transmisión y redujo márgenes de seguridad, contribuyendo a condiciones de inestabilidad tras una falla; de hecho, la incorporación masiva de fuentes solares/eólicas sin las debidas medidas de

control ha llegado a comprometer la seguridad operativa de la red de transmisión (Zarco, 2021). Para reducir el impacto de la intermitencia se emplean diversas estrategias tecnológicas y operativas. El almacenamiento de energía (p. ej. baterías) permite amortiguar las fluctuaciones, almacenando excedentes solares al mediodía para suplir deficiencias en otros momentos (Wettengel, 2024).

En los inversores se aplican esquemas de control inteligente, limitando las rampas de potencia (*ramp-rate control*) y brindando soporte de voltaje/frecuencia durante transitorios. La predicción avanzada de generación solar (mediante modelos meteorológicos y *machine learning*) ha demostrado ser crucial – una mejor previsión diaria reduce costos de operación y desequilibrios (Ela, Diakov, Ibanez, & Heaney, 2013). Asimismo, la dispersión geográfica de las plantas PV atenúa la variabilidad agregada: cuando los sistemas solares se distribuyen en un área amplia, es menos probable que todos vean cubierta nubosa simultánea, suavizando la producción total (CAT Projects & Australian Renewable Energy Agency (ARENA), 2015).

En sistemas insulares o con penetraciones extremas, se han implementado combinaciones de baterías y control de carga (p. ej. gestión de vehículos eléctricos) para absorber variaciones de corta duración. Adicionalmente, los códigos de red ahora exigen que las plantas fotovoltaicas contribuyan a la estabilidad: normas modernas como IEEE 2800-2022 obligan a los inversores a soportar huecos de tensión, fluctuaciones de frecuencia y a proveer control de potencia activa/reactiva, evitando desconexiones ante perturbaciones (Lyu & Xie, 2023)

Varias regiones líderes en energía solar han desarrollado soluciones innovadoras frente a la intermitencia. Alemania, con más de 90 GW de PV instalados, ha enfrentado congestiones a nivel de distribución y episodios de precios negativos por excedentes al mediodía. Para afrontarlo, Alemania impulsa el uso de baterías domiciliarias e industriales con inteligencia (mediante medidores inteligentes) de modo que almacenen energía solar sobrante y alivien, esto ocurre por requisitos técnicos estrictos (por ejemplo, inversores con “ride-through” y control remoto), incluso picos altos de inyección solar no han comprometido la estabilidad general del sistema la red (Wettengel, Clean Energy Wire, 2024).

En Estados Unidos, operadores como CAISO y Hawái han implementado reservas operativas rápidas y esquemas de recorte controlado de PV en emergencias, además de grandes proyectos de baterías para suavizar la famosa “curva del pato”. Estudios en Australia demostraron que hasta sistemas medianos pueden aceptar alta penetración solar sin almacenamiento, siempre que los parques estén distribuidos geográficamente y coordinados por sistemas SCADA avanzados (CAT Projects & Australian Renewable Energy Agency (ARENA), 2015). Por el contrario, la falta de planificación puede acarrear problemas: en redes más débiles, como algunas de Latinoamérica, la introducción descontrolada de PV ha forzado ajustes urgentes. Un caso en Tamaulipas, México evidenció que una alta inyección eólica/solar, despachada solo por criterios económicos, llevó a saturación de líneas y agravó la pérdida de estabilidad tras una falla (Zarco, 2021). Estas lecciones realzan la importancia de planificar la intermitencia con medidas de mitigación adecuadas antes de alcanzar penetraciones críticas.

2.2. PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN

Las redes de subtransmisión constituyen el eslabón intermedio entre la transmisión troncal y la distribución local, típicamente operando en rangos de tensiones medias-altas (69 kV, 115 kV). Su función es transportar energía desde las subestaciones de transmisión hasta los transformadores de distribución urbana/rural, a menudo mediante topologías en anillo o configuraciones radiales extensas. Estas redes deben manejar flujos de potencia considerables con menos redundancia que el sistema de transmisión principal, por lo que su confiabilidad y seguridad son críticas. Un desafío inherente es que fueron diseñadas tradicionalmente para flujos unidireccionales (de arriba hacia abajo); la penetración de generación distribuida puede invertir flujos y requerir una reevaluación de protecciones y controles. Por ejemplo, en Chile el anillo de subtransmisión de 110 kV del sistema central tuvo que ser estudiado considerando escenarios de demanda crecientes y posibles inyecciones locales, evidenciando la necesidad de modernizar esquemas de protección y automatización en subestaciones, para ello el lector puede revisar el siguiente informe (Becerra Yáñez, 2011) aquí también se aborda como la gestión de la subtransmisión involucra asegurar que ante contingencias (criterio N-1) no se sobrepasen límites térmicos ni caigan tensiones fuera de norma, todo ello con menor margen que en

transmisión. El monitoreo en tiempo real y sistemas SCADA modernos se vuelven indispensables para anticipar sobrecargas o desbalances en estas redes menores, pero estratégicas.

La irrupción de generación distribuida (GD) – como paneles solares en distribución o pequeñas plantas conectadas a subtransmisión – impone cambios significativos en la planificación y operación de estas redes. La orientación tradicional de los flujos de potencia se modifica, pudiendo haber flujo inverso desde las áreas de distribución hacia el nivel de subtransmisión en horas de alta generación PV (Becerra Yáñez, 2011).

Además, la integración masiva de GD requiere mejorar la visibilidad y control desde el centro de operaciones: muchas empresas están incorporando sistemas de gestión de distribución (DMS) que interactúen con la subtransmisión, habilitando el control de generación dispersa para regular voltajes en subestaciones y mitigar picos de flujo. La subtransmisión debe volverse más flexible: transformadores con cambiadores bajo carga más rápidos, bancos de reactivos (capacitores o reguladores VAR) distribuidos, y comunicación en tiempo real con equipos en campo para reaccionar ante variaciones de la GD. Todo esto representa un cambio de paradigma operativo, pasando de una red pasiva a una “activa” donde la subtransmisión juega un rol de coordinador bidireccional entre transmisión y distribución (International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme, 2020).

A nivel internacional se documentan experiencias de adaptación exitosa de subtransmisión con PV. En Ghana, por ejemplo, se evaluó la conexión de una planta solar al sistema de subtransmisión de 33 kV de Tarkwa mediante simulaciones (usando software CYME) se determinó que el punto óptimo de interconexión y un tamaño de alrededor de 9 MW (~40% de la carga local) mejoraban el perfil de voltaje y reducían pérdidas en 7.76%, así lo recogen en (Ababio, Takyi, & Anto, 2021), aquí también se analiza como inyecciones superiores a ese óptimo tendrían a provocar sobretensiones ligeras, indicando la importancia de dimensionar adecuadamente la PV para cada red. Este estudio demostró que una subtransmisión relativamente débil puede integrar PV moderada con beneficios técnicos si se elige bien la ubicación (punto de conexión con relación de cortocircuito suficiente).

Por otro lado, en Estados Unidos se han documentado varios casos de integración de grandes granjas solares en alimentadores de subtransmisión/distribución. Un reporte de National Renewable Energy Laboratory (NREL) examinó instalaciones fotovoltaicas de hasta 10 MW conectadas a redes de ~69 kV y 13.8 kV, encontrando que con requisitos especiales (p. ej. factor de potencia fijo en inversores, arranque escalonado) se pudo mantener la operación dentro de rangos aceptables de voltaje y sin perturbaciones mayores para los usuarios (Bank, 2013). En esos casos, incluso con penetraciones superiores al 15% de la carga diurna, no se observaron problemas significativos gracias a medidas proactivas como refuerzo de protecciones, coordinación volt/VAR y definición de requisitos de interconexión estrictos (p. ej.: el inversor debe desconectarse de forma incremental ante fallas, no de golpe).

2.3. REVISIÓN CRÍTICA DE LA LITERATURA

La literatura técnica ha desarrollado diversos enfoques teóricos para modelar la integración fotovoltaica en redes eléctricas. Uno de los conceptos clave es el de capacidad de acogida (hosting capacity), que cuantifica cuánta generación PV puede conectarse a una red dada sin vulnerar criterios operativos (tensión, corriente, protección), para una revisión profunda del tema se puede revisar lo recogido por (Fatima, 2020). Paralelamente, se emplean modelos de flujos de potencia probabilísticos para evaluar impactos bajo variabilidad estocástica de la irradiancia, en contraste con los clásicos análisis deterministas de casos pico.

Las teorías de estabilidad del sistema se han ampliado para incluir la influencia de generadores electrónicos (inversores) sin inercia, surgiendo conceptos como “inercia sintética” y respuesta de frecuencia primaria por inversores para una discusión interesante de las aplicaciones de estos conceptos leer lo recopilado en (Liu, 2019). Asimismo, en planificación se han introducido modelos de expansión co-optimizada que incorporan recursos renovables variables; por ejemplo, modelos de despacho y planificación multi-etapa (Vera, 2023) que tratan la generación solar como un proceso estocástico (Micheli, 2023) con múltiples escenarios (Lu, 2020). En la última década, la literatura ha enfatizado la necesidad de dotar a las redes de flexibilidad: teorías sobre mercados de flexibilidad (Schott, 2023), respuesta de la demanda (O’Connell, 2014) y gestión activa de la red (Parthasarathy, 2022) complementan el enfoque puramente técnico. En suma, se

ha pasado de ver la PV como una fuente negativa (perturbadora) a integrarla en modelos de operación como recurso gestionable mediante pronóstico y control. Los operadores en países pioneros (Alemania, Dinamarca, etc.) incluso han incorporado métodos probabilísticos en la programación de la operación y cálculo de reservas (Levy, Messina, & Contreras Lisperguer, 2021), reconociendo que la incertidumbre renovable debe tratarse con herramientas estadísticas (antes reservadas solo a la predicción de demanda). Esto representa un cambio teórico importante: de criterios deterministas fijos a criterios basados en riesgo y distribuciones de probabilidad.

Los rápidos desarrollos tecnológicos y regulatorios han impulsado nuevos enfoques en la integración fotovoltaica. Uno de los avances más notables es la proliferación de inversores inteligentes capaces de funciones avanzadas (Smart Inverters), tales como control de voltaje (modo Volt-VAR), control de factor de potencia y capacidad de ride-through ante huecos de tensión para una revisión profunda del tema puede revisarse la recopilación que hicieron en (Arbab-Zavar, 2019). La actualización del estándar IEEE 1547-2018, por ejemplo, ahora permite y exige que los inversores distribuidos permanezcan conectados y apoyen al sistema durante perturbaciones de voltaje/frecuencia, en vez de desconectarse inmediatamente tal como se reporta en (Narang, 2021). Esto ha mejorado significativamente la resiliencia de redes con alta PV, evitando caídas en cascada. Otro avance es la integración de sistemas de comunicación y control en tiempo real en redes de distribución: proyectos de redes inteligentes (Smart Grids) han demostrado que, mediante comunicación bidireccional y algoritmos distribuidos, es posible coordinar cientos de instalaciones solares para regular la red de forma dinámica (International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme, 2020). También se han logrado avances en modelos de predicción: las técnicas de aprendizaje automático ahora permiten pronósticos de generación solar a corto plazo con mayor precisión, reduciendo la incertidumbre operativa (Chang, 2021).

En el ámbito de planificación, han emergido modelos híbridos que combinan optimización robusta y estocástica, así como herramientas de simulación de Monte Carlo más eficientes, para capturar una gama más amplia de futuros posibles en la expansión de la red con energías renovables (Bakhshi Yamchi,

2021). inicialmente, un desarrollo incipiente pero prometedor es el de los inversores formadores de red (Grid-forming), que pueden controlar activamente la frecuencia y tensión del sistema e imitar el comportamiento de máquinas síncronas. Este concepto está siendo investigado para permitir que en el futuro la electrónica de potencia (solar + almacenamiento) aporte estabilidad incluso con muy baja participación de generadores convencionales (Song, Cao, & Chang, 2022).

A pesar de los progresos, existen aún diversas brechas en el conocimiento y retos prácticos por resolver. Uno de ellos es la gestión de la inercia y estabilidad transitoria en sistemas con alta penetración fotovoltaica: al reemplazar masa rotante por inversores, el sistema es más sensible a variaciones de frecuencia, y aunque se han propuesto soluciones (inercia sintética, respuesta rápida de batería), su eficacia a gran escala sigue en estudio (Mohamed, 2017).

Otro desafío es el desarrollo de herramientas de planificación integradas transmisión-distribución: hoy en día, muchos estudios tratan la PV distribuida con supuestos simplificados: perfil fijo o neteo de carga (Muñoz-Delgado, 2021); sin modelar plenamente su interacción con la red de subtransmisión. Incorporar modelos detallados de miles de generadores distribuidos en las decisiones de expansión de transmisión es complejo y requiere enfoques novedosos (Krishnan, 2016).

En cuanto a regulación y mercado, todavía muchos marcos regulatorios no remuneran adecuadamente los servicios auxiliares que podría proveer la PV (p. ej. control de voltaje, regulación de frecuencia), lo que frena su implementación completa. La coordinación entre operadores de transmisión y distribución es otro frente con lagunas: en varios países no está claro cómo reaccionar ante flujos inversos significativos desde la distribución, o quién es responsable de controlar la generación distribuida en casos de contingencia.

2.4. MODELOS DE OPTIMIZACIÓN DETERMINÍSTICOS VS ESTOCÁSTICOS

En planificación energética, los modelos determinísticos y estocásticos representan dos enfoques distintos para manejar la incertidumbre. Un modelo determinístico asume que todas las variables de entrada (demanda futura,

generación renovable, etc.) son conocidas con certeza o se utilizan valores fijos (por ejemplo, un escenario “base” de pronóstico). Bajo esta perspectiva, el problema de optimización (sea de expansión de capacidad, despacho, u otro) se resuelve para esas entradas puntuales, obteniendo una solución óptima para el escenario asumido (Hren, 2008).

En contraste, un modelo estocástico incorpora explícitamente la naturaleza aleatoria o incierta de ciertas variables, considerando múltiples escenarios o realizaciones probabilísticas en la formulación matemática (Clay, 1997). En lugar de optimizar una sola trayectoria, la optimización estocástica busca una solución que minimice un costo esperado (o riesgo) a través de muchos escenarios, o que sea factible bajo las diferentes condiciones posibles. Por ejemplo, en planificación de expansión de generación con penetración solar, un modelo determinístico podría usar un único perfil típico de PV, mientras que un estocástico incluiría varios perfiles representativos (días soleados, nublados, variaciones estacionales) con ciertas probabilidades (Yurtseven, 2022).

Conceptualmente, el determinístico tiende a ser más simple y rápido de resolver, y sus resultados son fáciles de interpretar para un escenario dado. Sin embargo, puede conducir a decisiones subóptimas si la realidad difiere del escenario asumido (p. ej., infra o sobreinversión ante desviaciones de demanda o generación renovable). Los modelos estocásticos (Ayuwu, 2020), al evaluar múltiples posibilidades, suelen producir planes más robustos frente a la incertidumbre, por ejemplo, instalando capacidad adicional o reforzando ciertas líneas que, aunque encarezcan ligeramente el costo en el escenario promedio, evitan costos mucho mayores en escenarios adversos (Yurtseven, & Karatepe, E., 2022).

Históricamente, la planificación de la transmisión y generación se basó en enfoques determinísticos (criterios N-1, crecimiento de demanda “esperado”, etc.), complementados con análisis de sensibilidad manuales. Esto proporcionaba soluciones válidas para condiciones medias o de estrés predefinidas, pero no cuantificaba explícitamente riesgos ni probabilidad de ocurrencia de eventos fuera de esos supuestos (Ndlela, 2024). Con la creciente penetración de fuentes renovables variables, ha surgido la necesidad de integrar formalmente la incertidumbre en los modelos de planificación. Diversos estudios comparativos muestran que los planes obtenidos mediante optimización estocástica suelen tener

un desempeño económico mejor en promedio y bajo condiciones extremas, a costa de incorporar mayor complejidad computacional (Ayuwu, 2020) aquí se recoge un estudio de expansión de generación que encontró que la solución determinística (diseñada para un caso “medio”) resultó más costosa en el desempeño real, pues no había previsto ciertas combinaciones de baja producción renovable y alta demanda, escenario en el cual fue necesario recurrir a medidas de emergencia costosas.

El modelo estocástico, en cambio, invirtió en algo más de capacidad flexible por adelantado, reduciendo los costos esperados bajo la distribución completa de posibles futuros. En la práctica, la aplicación de modelos estocásticos incluye enfoques de programación de escenarios (*scenario-based*), donde se define un conjunto discreto de escenarios con sus probabilidades y la optimización busca minimizar el costo esperado (Zhan, 2017). Otra técnica es la optimización robusta (Baringo, 2018), que no asigna probabilidades, sino que optimiza para el peor caso dentro de un conjunto de incertidumbre, garantizando factibilidad en todos los casos a costa de mayor conservadurismo.

Cada enfoque tiene sus ventajas: los modelos determinísticos son más transparentes y generalmente más rápidos (particularmente útiles cuando se requiere resolver iterativamente muchos casos, por ejemplo, estudios en tiempo real), mientras que los modelos estocásticos proporcionan soluciones más resilientes y con mejor desempeño promedio. No obstante, los estocásticos pueden ser computacionalmente exigentes, especialmente si se consideran decenas o cientos de escenarios; métodos como (Watson & Woodruff, 2011) y descomposición de Benders (Rahmaniani, 2017) se usan para manejar esta complejidad en problemas de gran escala.

El enfoque determinístico destaca por su simplicidad y claridad, facilita identificar decisiones óptimas para un escenario concreto y suele requerir menos datos (solo la “mejor estimación” de las variables). Además, permite aprovechar algoritmos de optimización maduros (LP, MILP, etc.) con tiempos de cómputo razonables, incluso en sistemas muy detallados, ya que no multiplica el tamaño del problema por múltiples escenarios. Sin embargo, como gran desventaja, un modelo determinístico no captura la variabilidad: si las condiciones reales difieren de las asumidas, la solución puede perder optimalidad o incluso volverse inviable.

Por otro lado, los modelos estocásticos aportan robustez y flexibilidad a las decisiones. Al optimizar considerando múltiples realizaciones, tienden a encontrar soluciones que funcionan bien en promedio y tolerablemente en casos extremos, reduciendo riesgos de costos muy altos o fallos del sistema en escenarios adversos. Su principal desventaja es la complejidad computacional y de datos: requieren definir distribuciones o conjuntos de escenarios (lo cual implica trabajo estadístico) y suelen producir problemas de optimización de muy gran tamaño. Además, las soluciones estocásticas pueden ser menos intuitivas, pues a veces sugieren invertir en infraestructura redundante o sobredimensionada que, bajo el ojo determinista, parecería innecesaria. Otro desafío es comunicar a los reguladores o tomadores de decisión dichas inversiones “preventivas” si no están familiarizados con el concepto de riesgo.

La tendencia futura apunta a una mayor inclusión de técnicas estocásticas (y/o robustas) a medida que las herramientas computacionales y la experticia en estas metodologías se vuelven más comunes en el sector eléctrico (Gómez & Olmos, 2024).

2.5. ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS EXISTENTES

La presencia masiva de generación solar ha motivado el desarrollo de nuevos métodos de optimización enfocados en garantizar operación segura y planificación eficiente. En el nivel operativo, uno de los métodos clave es el despacho óptimo de potencia (OPF) adaptado a condiciones con renovables (Soroush & Fuller, 2014): variantes del OPF (ACOPF, DCOPF) incorporan restricciones adicionales para modelar la intermitencia PV, tales como límites de rampas de generación y reservas de balanceo vinculadas a la pronosticación solar.

También se han incorporado metodologías de *unit commitment* estocástico (Soto, 2017), en las cuales la decisión de encendido/apagado de unidades térmicas considera múltiples escenarios de disponibilidad solar, asegurando suficiente respaldo en caso de nubes imprevistas (Ela, Diakov, Ibanez, & Heaney, 2013).

A nivel de planificación de inversiones, los modelos de expansión de transmisión se han modernizado para incluir la ubicación óptima de parques solares y hasta redes de distribución activas: por ejemplo, modelos de flujo de potencia linealizado con variables de inversión entera que buscan minimizar costos de

refuerzos de líneas considerando la variabilidad de la PV (Gómez & Olmos, 2024), Se han aplicado técnicas de descomposición y heurísticas avanzadas para resolver estos problemas complejos.

Asimismo, proliferan métodos metaheurísticos (algoritmos genéticos, enjambre de partículas, etc.) para ubicar y dimensionar óptimamente recursos distribuidos (Yehia, Allam, & Zobaa, 2022), optimizando métricas como reducción de pérdidas, mejora de perfil de voltaje y aplazamiento de inversiones en subestaciones. Estos métodos son especialmente útiles cuando el problema es muy complejo y no se puede linealizar fácilmente (Abdi, Moradi, & Lumbreras, 2021); proporcionan soluciones cercanas al óptimo con menos esfuerzo de modelado.

El análisis de redes eléctricas con alta penetración fotovoltaica se apoya fuertemente en software especializado, tanto comercial como de código abierto. En estudios de flujo de carga y cortocircuito para evaluar impactos estáticos de la PV, es común el uso de plataformas como PSS/E (Siemens) y DIgSILENT PowerFactory, que permiten modelar con detalle las líneas de transmisión/subtransmisión y generación distribuida, incluyendo el comportamiento de inversores según los estándares mientras que para análisis de redes de distribución, herramientas como OpenDSS (EPRI) y CYME son ampliamente empleadas; por ejemplo, el caso de Ghana mencionado utilizó CYME 8.0 para simular distintos niveles de penetración solar en un alimentador de 33 kV (Ababio, Takyi, & Anto, 2021).

Estas herramientas permiten realizar simulaciones en escenarios de carga máxima, mínima y condiciones intermedias con PV variable, evaluando indicadores como sobrecargas, caídas de tensión y flickers. En estudios de estabilidad transitoria y calidad de potencia, se recurre a programas como PSCAD/EMTDC o MATLAB/Simulink con modelos detallados de inversores para investigar fenómenos de corta duración.

Para la planificación y optimización propiamente dicha, entornos como GAMS/CPLEX o MATPOWER (MATLAB) son muy utilizados en la academia y consultoría, permitiendo implementar modelos de optimización determinística o estocástica a medida. Por ejemplo, investigadores han desarrollado en GAMS

modelos de expansión conjunta generación-transmisión con restricciones de seguridad N-1, comparando enfoques deterministas vs. estocásticos.

En problemas de operación, se integran los modelos de predicción solar con herramientas de despacho: algunos operadores emplean software EMS (Energy Management System) con módulos dedicados a generación renovable (Wan, y otros, 2015), donde el pronóstico solar se actualiza y alimenta a un solver de unit commitment modificado. Cabe destacar que nuevas plataformas open-source están ganando terreno; PyPSA (Python for Power System Analysis), por ejemplo, permite simular y optimizar sistemas europeos completos con alta PV, y ha sido usada en estudios de transición energética 100% renovable (Brown, Hörsch, & Schlachtberger, 2017).

2.6. IMPLICACIONES PRÁCTICAS

La integración de gran cantidad de generación fotovoltaica no solo es un desafío técnico, sino también regulatorio y económico. En términos regulatorios, los entes normativos han tenido que adaptar los códigos de red para asegurar que los nuevos generadores solares contribuyan a la estabilidad en vez de perjudicarla. Por ejemplo, muchos países adoptan versiones de IEEE 1547 (para DER) y el reciente estándar IEEE 2800-2022 para plantas a nivel de transmisión, que establecen requisitos mínimos de desempeño (capacidad de ride-through de tensión y frecuencia, controles de potencia activa/reactiva, soporte de voltaje ante disturbios, límites de distorsión armónica, etc.) para las unidades fotovoltaicas conectadas al sistema eléctrico (Lyu & Xie, 2023).

Estos estándares garantizan que una planta solar, incluso siendo fuente intermitente, se comporte de forma predecible y coordinada bajo distintas condiciones, mitigando el riesgo de desconexiones masivas ante pequeñas perturbaciones. Las políticas de mercado y tarifarias juegan un rol clave: esquemas como medición neta o tarifas *feed-in* han sido implementados para incentivar la instalación de PV distribuida, pero deben diseñarse cuidadosamente para no desincentivar las inversiones en la red o sobrecargar a las distribuidoras con costos no remunerados. Algunos países han introducido cargos por capacidad o por uso de red a usuarios con generación propia, buscando equilibrar la equidad en el pago de la infraestructura. Por otro lado, la proliferación de energía solar está

provocando efectos económicos como precios mayoristas bajos o negativos en horas de alta irradiación, lo cual puede erosionar la rentabilidad de generadores tradicionales y de la propia PV en ausencia de almacenamiento (Wettengel, 2024).

Esto impulsa la creación de mercados de servicios auxiliares y de flexibilidad, en los cuales se remunere el aporte de recursos que logren desplazar energía solar desde horas de excedente a horas deficitarias. Por ejemplo, incentivar el almacenamiento es esencial: Alemania ha notado que, en verano, muchas baterías domiciliarias se llenan temprano y el excedente solar se vierte a la red, por lo que propone incentivos para que esas baterías aporten al sistema en vez de solo al autoconsumo.

La alta penetración fotovoltaica conlleva desafíos para la estabilidad del sistema eléctrico en sus diferentes dimensiones. En la estabilidad de frecuencia, al desplazar generación síncrona (termoeléctricas, hidroeléctricas) por fuentes solares, disminuye la inercia global del sistema – es decir, hay menos masa rotante para frenar cambios bruscos de frecuencia. Esto puede llevar a variaciones de frecuencia más rápidas ante desequilibrios, requiriendo respuestas automáticas más veloces (Neexgent, 2025).

Para enfrentar esto, se está empezando a exigir que los inversores solares incorporen funcionalidades de respuesta de frecuencia: por ejemplo, en algunos países se configuran para reducir su potencia si la frecuencia sube (simulando la acción de droop de turbinas convencionales) o incluso inyectar potencia momentáneamente usando la energía almacenada en capacitores del inversor para frenar una caída de frecuencia (Lyu & Xie, 2023), aquí también se menciona que a nivel de estabilidad de voltaje, la desconexión repentina de gran cantidad de PV ante una falla (ante problemas de sensibilidad de las protecciones) podía agravar recuperaciones de tensión; la solución ha sido requerir ride-through como mencionamos, y también aprovechar los inversores para proporcionar soporte de reactivos durante y después de perturbaciones.

La estabilidad transitoria (CAT Projects & Australian Renewable Energy Agency (ARENA), 2015) en sistemas dominados por renovables también cambia de naturaleza; aunque la PV no sufre pérdidas de sincronismo, su comportamiento

durante fallas (inyección de corriente limitada, etc.) influye en cómo se mantienen energizadas las redes.

Desde el punto de vista de planificación, la capacidad de generación de respaldo debe ser suficiente para cubrir tardes y noches sin sol, o días nublados extensos. Estudios en Ecuador señalan que, siendo la energía solar variable, se requiere contar con otras capacidades de potencia firmes en el sistema – afortunadamente, la complementariedad con la generación hidroeléctrica (abundante en el país) puede mitigar este aspecto (CELEC, 2024). Es decir, la hidroeléctrica puede reservar agua y aumentar generación cuando la solar decae, logrando un equilibrio. No todos los sistemas cuentan con ese beneficio, por lo que otros recurren a turbinas de gas de arranque rápido o almacenamiento para asegurar confiabilidad (Rodgers, 1984).

Otro impacto práctico está en la protección del sistema: la presencia masiva de PV distribuida puede alterar las corrientes de falla y la coordinación de protecciones, especialmente a niveles de distribución y subtransmisión. Las empresas han tenido que recalcular ajustes de relés, instalar esquemas anti-isla y, en algunos casos, implementar protecciones adaptativas que cambian sus umbrales según la presencia o no de generación distribuida en la sección de red aislada (Dhoke, Sharma, & Saha, 2018). Otra alternativa es la planificación de la restauración (black start) incorpora ahora consideraciones especiales: los inversores fotovoltaicos requieren una referencia de voltaje para conectarse, por lo que no pueden iniciar una red apagada; esto obliga a garantizar suficiente generación rotante o invertir en inversores formadores de red capaces de arrancar por sí solos zonas desenergizadas (Feldmann & de Oliveira, 2021).

2.7. RED DE SUBTRANSMISIÓN DE GUAYAQUIL: RETOS Y OPORTUNIDADES

Guayaquil, como uno de los principales centros de demanda eléctrica en Ecuador, dispone de una red de subtransmisión operada por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP - Unidad de Negocio Guayaquil), cuya función es interconectar las subestaciones de transmisión del Sistema Nacional (138 kV y 230 kV) con múltiples subestaciones urbanas de distribución (13.8 kV). Esta red está conformada predominantemente por circuitos en 69 kV, los cuales estructuran anillos de subtransmisión alrededor de la ciudad y alimentadores radiales que extienden el suministro hacia zonas periféricas.

Uno de los nodos críticos dentro de esta infraestructura es la Subestación Pascuales, la cual actúa como un hub estratégico en la red de Guayaquil. Recientemente, esta instalación ha sido objeto de una expansión significativa con la incorporación de tres nuevos transformadores, elevando su capacidad a 573 MVA. Este refuerzo tiene como objetivo garantizar la estabilidad del suministro eléctrico en una ciudad donde la demanda sigue en crecimiento, tanto en el sector residencial como en los sectores comercial e industrial.

Desde una perspectiva operativa, la red de subtransmisión presenta un mallado eficiente en determinadas áreas, sin embargo, persisten tramos radiales que interconectan cantones cercanos, lo cual introduce vulnerabilidades ante perturbaciones en estos corredores. La operación del sistema se basa en esquemas de protección convencionales y regulación de voltaje en subestaciones mediante transformadores con taps, los cuales pueden ser manuales o automáticos de respuesta lenta. Este modelo operativo asume un flujo de potencia predominantemente descendente, alineado con la estructura tradicional de la red.

Guayaquil se encuentra en una zona con condiciones favorables para la generación fotovoltaica, presentando una irradiación solar promedio de aproximadamente 4.7 kWh/m² por día. Estas características permiten considerar la implementación de proyectos de generación distribuida en diversas escalas, desde paneles solares instalados en infraestructuras comerciales e industriales hasta parques solares de mayor capacidad ubicados en la periferia de la ciudad.

En el ámbito de la generación distribuida, el parque industrial y comercial de Guayaquil ofrece amplias superficies disponibles para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Zonas como la Vía a Daule, Vía a la Costa y diversos parques logísticos presentan un alto potencial para la integración de miles de kilovatios en paneles solares. La implementación de esquemas de medición neta o autoconsumo permitiría reducir la demanda diurna, aliviando la carga sobre la red de subtransmisión en horarios de mayor irradiación solar. Incluso una penetración moderada de generación distribuida, en un rango del 5-10% de la demanda total, representaría una reducción sustancial en la importación de energía desde la red nacional durante las horas de máxima insolación, modificando los perfiles de flujo de potencia en los principales transformadores.

Por otro lado, existen terrenos en las zonas rurales del Guayas, tales como las vías a Daule y Progreso, que podrían albergar plantas solares de mayor envergadura, con capacidades entre 10 MW y 50 MW. La conexión de estas plantas a la red de subtransmisión en 69 kV permitiría alimentar directamente la demanda local de Guayaquil, reduciendo pérdidas de transmisión y disminuyendo la dependencia de generación térmica o hidroeléctrica proveniente de otras provincias. Adicionalmente, la coincidencia entre la máxima generación solar y los picos de demanda debido al uso de climatización en la ciudad podría contribuir a mitigar los picos de carga diurna, optimizando el despacho energético y reduciendo la necesidad de transferencias elevadas desde el Sistema Nacional Interconectado (SIN).

A pesar de las oportunidades que ofrece la generación fotovoltaica en Guayaquil, su integración plantea diversos retos técnicos y operativos. La red de subtransmisión debe ser evaluada para determinar su capacidad de absorción de flujos inversos, lo cual podría impactar la operación de los transformadores de potencia en subestaciones de 138/69 kV y 69/13.8 kV. En particular, la presencia de tensiones elevadas en el lado de baja tensión durante periodos de alta generación solar podría requerir ajustes en los controles de tap de los transformadores para evitar sobrecompensaciones.

Asimismo, la coordinación de protecciones en los alimentadores de 69 kV deberá ser reevaluada para evitar que los sistemas de sobrecorriente direccional (67) interpreten erróneamente los flujos inversos generados por la exportación fotovoltaica como eventos de falla en la red. Desde la perspectiva de estabilidad del sistema, Guayaquil se encuentra eléctricamente cercana a grandes fuentes de generación, lo que sugiere que el impacto dinámico de la generación fotovoltaica podría ser manejable. No obstante, se debe asegurar que las plantas solares cumplan con los estándares de desempeño requeridos, incluyendo la capacidad de soportar huecos de tensión y la provisión de potencia reactiva para evitar afectaciones en la estabilidad del sistema eléctrico.

Otro aspecto crítico es la capacidad de las líneas de subtransmisión existentes. Si se conectan múltiples proyectos fotovoltaicos de gran escala en una misma área, podrían producirse sobrecargas en los enlaces de 69 kV durante periodos de baja demanda local y alta generación solar. Esto hace necesario llevar a cabo estudios de flujo de carga para identificar posibles restricciones y, en caso de ser necesario, evaluar alternativas como la reconductorización de líneas o la instalación de equipos de compensación reactiva para mantener los niveles de voltaje dentro de los márgenes operativos.

Desde una perspectiva económica y regulatoria, la integración de generación distribuida en Ecuador ha estado históricamente limitada por la ausencia de un marco normativo sólido. No obstante, en los últimos años se han implementado iniciativas piloto de medición neta y contratos para pequeños generadores. A pesar de estos avances, persisten barreras económicas para la adopción masiva de tecnología fotovoltaica, dado que los consumidores podrían enfrentar costos iniciales elevados para la instalación de sistemas en sus propiedades.

Para incentivar la adopción de generación distribuida, se requieren esquemas regulatorios que otorguen certidumbre a los inversionistas y consumidores, así como mecanismos de financiamiento que permitan amortizar los costos de instalación en un horizonte de mediano y largo plazo. En este contexto, la normativa vigente emitida por la (Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)., 2024) representa un primer paso hacia la consolidación de un modelo energético más diversificado y resiliente.

2.8. SUBESTACIONES COLECTORAS EN LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Las subestaciones colectoras desempeñan un papel fundamental en la integración de fuentes de energía renovable en los sistemas eléctricos, permitiendo la conexión eficiente de múltiples generadores de pequeña escala a la red de transmisión. Su principal función es consolidar la energía producida por diversas fuentes dispersas geográficamente y elevar su nivel de tensión antes de su inyección en la red principal. Este enfoque optimiza la infraestructura de transmisión al reducir la necesidad de múltiples líneas individuales para cada generador, lo que minimiza los costos de inversión y las pérdidas energéticas.

En (Caio dos Santos, Rider, & Lyra, 2021) resaltan la importancia de estas subestaciones en la planificación de la expansión de la transmisión para la integración de fuentes renovables intermitentes y despachables. A través de un modelo de programación lineal entera mixta (MILP), se optimiza la ubicación de las subestaciones colectoras, la selección de los niveles de voltaje y la planificación de la red, con el fin de minimizar costos de infraestructura y pérdidas energéticas. Además, se considera una estrategia de reducción del espacio de búsqueda para identificar los sitios más adecuados para la instalación de estas subestaciones, asegurando que la energía generada pueda ser entregada de manera eficiente y cumpliendo con las restricciones operativas del sistema de potencia.

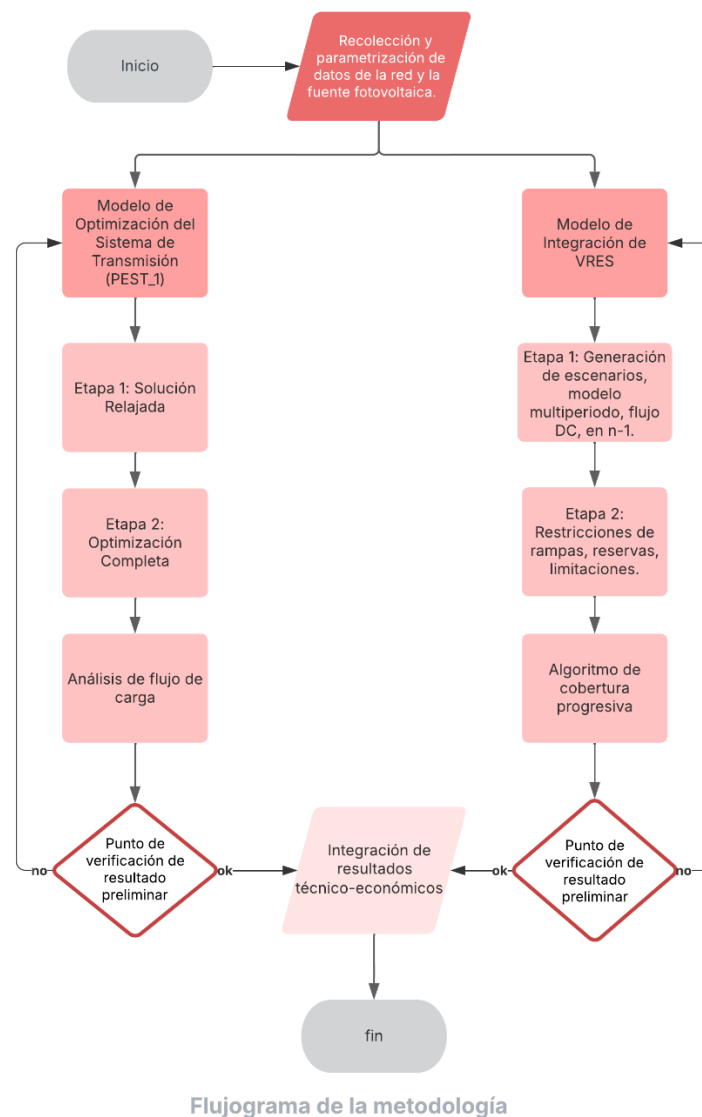
En el contexto del sistema eléctrico de Guayaquil, Ecuador, la adopción de subestaciones colectoras para la integración de generación solar representaría una estrategia clave para optimizar la infraestructura de transmisión y mejorar la eficiencia operativa del sistema. La ciudad cuenta con un elevado potencial solar y un crecimiento acelerado de la demanda eléctrica, lo que hace imprescindible la implementación de soluciones que permitan una integración más ordenada y eficiente de la generación distribuida. La consolidación de múltiples plantas solares en un solo punto de conexión reduciría significativamente los costos de inversión en líneas de transmisión, al tiempo que facilitaría la selección de niveles de voltaje adecuados para minimizar pérdidas técnicas.

Desde la perspectiva de planificación de la transmisión, la implementación de subestaciones colectoras en Guayaquil requiere un análisis detallado de diversos factores, incluyendo la ubicación estratégica de las subestaciones, la capacidad de transformación de voltaje y la optimización del flujo de potencia en la red. La selección de los sitios óptimos para la instalación de estas subestaciones debe considerar criterios geográficos y eléctricos, garantizando la cercanía a fuentes de generación renovable y la compatibilidad con la infraestructura existente. Asimismo, la capacidad de transformación de voltaje debe ser definida de manera que se minimicen las pérdidas en la transmisión y se preserve la estabilidad del sistema eléctrico.

CAPÍTULO 3

3. ENFOQUE METODOLÓGICO

El presente estudio se orienta a realizar una evaluación técnico-económica de redes eléctricas eficientes ante la integración intermitente de fuentes solares fotovoltaicas de autoconsumo. Para ello, se adopta un enfoque basado en la replicación y adaptación de modelos de optimización existentes, que han sido validados en investigaciones previas, para aplicarlos al contexto específico de la red de subtransmisión de Guayaquil.



Jocelyne S. Salgado | March 19, 2025

Figura 1. Diagrama de flujo de la metodología aplicada en este estudio.

La metodología adoptada se fundamenta en la optimización y evaluación de la red de subtransmisión para abordar la incorporación intermitente de fuentes fotovoltaicas de autoconsumo. En términos generales, el proceso inicia con la recopilación y parametrización de los datos técnicos y económicos de la red, tales como la definición de nodos, ramos, niveles de tensión y costos asociados a la construcción e instalación de equipamientos. Posteriormente, se utiliza un modelo de optimización (basado en el enfoque Planeamiento de Expansión del Sistema de Transmisión PEST) que se resuelve en dos etapas: una primera fase de solución relajada, que permite obtener una aproximación inicial al simplificar ciertas restricciones operativas, y una segunda fase de optimización completa, en la que se reintroducen todas las restricciones para determinar la configuración óptima de la red (incluyendo la ubicación de subestaciones subcolectoras, identificadas mediante la clasificación de nodos). A continuación, se integra un análisis de flujo de carga que valida la viabilidad operativa de la solución, comprobando que los niveles de tensión y las corrientes se mantengan dentro de los límites técnicos y calculando las pérdidas en las líneas. Paralelamente, se contempla un bloque metodológico destinado a evaluar la integración de la generación distribuida, permitiendo incorporar, de forma general, aquellos nodos con potencial para la inyección de energía renovable. Finalmente, ambas vertientes convergen en una integración técnico-económica, que permite analizar de forma conjunta los costos de inversión y operación junto con los beneficios económicos derivados de la incorporación de la energía fotovoltaica en la red.

3.1. MODELADO DEL SISTEMA

En este apartado se presentan los modelos matemáticos utilizados para la evaluación técnico-económica de la red de subtransmisión, considerando la integración intermitente de generación fotovoltaica de autoconsumo. Para ello, se han replicado dos modelos de optimización complementarios. El primero corresponde al modelo de Planeamiento de Expansión del Sistema de Transmisión (PEST_1), el cual optimiza la expansión de la red determinando la necesidad de construcción de nuevas líneas y subestaciones bajo restricciones técnicas y criterios económicos. El segundo modelo aborda la integración de fuentes de energía renovable variable (VRES), específicamente generación fotovoltaica, con

el objetivo de evaluar su impacto en la estabilidad del sistema y asegurar el balance de potencia.

Ambos modelos siguen un enfoque de optimización matemática y se resuelven mediante herramientas computacionales avanzadas. A continuación, se detalla la formulación de cada modelo, los métodos de resolución adoptados y los aspectos computacionales utilizados en la implementación.

3.1.1. MODELO DE PLANEAMIENTO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (PEST_1)

El modelo PEST_1 que fue desarrollado en (Santos, 2020) tiene como objetivo determinar la configuración óptima de la red de subtransmisión, garantizando su estabilidad y eficiencia ante el crecimiento de la demanda y la integración de generación distribuida. Para ello, se definen conjuntos, parámetros y variables que representan los componentes fundamentales del sistema, así como restricciones operativas y económicas que regulan su comportamiento.

3.1.1.1. FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO PEST_1

La formulación del modelo PEST_1 se basa en un conjunto de ecuaciones fundamentales que describen el comportamiento eléctrico de la red y las condiciones de expansión óptima del sistema.

Balance de Potencia

El equilibrio de potencia activa y reactiva en cada nodo basado en las leyes de kirchoff se expresa mediante las siguientes ecuaciones:

- Balance de potencia activa:

$$P_{g_i} - P_{d_i} + \sum P_{ij} = 0, \quad \forall i \in N$$

Donde P_{g_i} es la generación activa en el nodo i , P_{d_i} la demanda activa en el nodo i y P_{ij} el flujo de potencia activa entre los nodos i y j .

- Balance de potencia reactiva:

$$Q_{gi} - Q_{di} + \sum Q_{ij} = 0, \quad \forall i \in N$$

Donde Q_{gi} es la generación reactiva en el nodo i , Q_{di} la demanda reactiva en el nodo i y Q_{ij} el flujo de potencia reactiva.

Restricciones Operativas

Para garantizar la estabilidad de la red, se imponen restricciones en los niveles de tensión y en la capacidad de las líneas de transmisión:

- Límite de tensiones en cada nodo:

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max}, \quad \forall i \in N$$

- Límite de transmisión de potencia en las líneas:

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{max}, \quad \forall (i,j) \in L$$

Donde S_{ij} es la potencia aparente transmitida entre los nodos i y j , y S_{ij}^{max} es la capacidad máxima de la línea.

Modelado de Expansión de la Red

Las decisiones de expansión de la red se modelan mediante variables binarias que indican si se construye una nueva línea de transmisión:

- Variable de construcción de línea:

$$\omega_{ij} \in \{0,1\}, \quad \forall (i,j) \in L$$

Donde $\omega_{ij} = 1$ indica que la línea ha sido construida.

- Minimización del costo total de expansión:

$$\min \sum_{(i,j) \in L} C_{ij} \omega_{ij}$$

Donde C_{ij} representa el costo de construcción de la línea.

3.1.1.2. PROCEDIMIENTO DE OPTIMIZACIÓN EN DOS ETAPAS

El modelo PEST_1 se resuelve mediante un procedimiento de optimización en dos etapas con el propósito de mejorar la eficiencia computacional y garantizar la obtención de una solución factible y óptima. Esta metodología permite reducir la complejidad del problema en la fase inicial y refinar la solución en la etapa final,

asegurando el cumplimiento de todas las restricciones operativas y técnicas del sistema de transmisión.

Etapla inicial: Modelo Relajado

En la primera etapa, se plantea una versión relajada del problema, en la cual se eliminan temporalmente ciertas restricciones operativas y se permite que variables enteras adopten valores continuos. La relajación de restricciones facilita la obtención de una solución preliminar que sirva como punto de partida para la optimización completa.

Durante esta fase, se desactivan las restricciones asociadas a la apertura angular y a la magnitud de la corriente, lo que permite simplificar la representación matemática del flujo de potencia en la red. Asimismo, se activa la opción de relajación de integralidad, permitiendo que las variables binarias de decisión (como aquellas que indican la construcción de nuevas líneas de transmisión) asuman inicialmente valores continuos en el intervalo $[0,1]$. Esta estrategia amplía el espacio de soluciones y proporciona una evaluación preliminar de los costos y la configuración óptima de la red.

Para garantizar la coherencia de la solución inicial, se establece un valor nominal para las tensiones cuadráticas en cada nodo, asignando a estas variables su valor de referencia correspondiente a la base de tensión del sistema. Una vez formulado el problema relajado, se emplea el solver CPLEX (AIMMS., n.d.) para su resolución, obteniendo una primera aproximación de la configuración de la red.

Etapla final: Optimización completa

En la segunda etapa, se reintroducen las restricciones eliminadas en la fase inicial y se retiran las relajaciones de las variables binarias. De este modo, el problema se resuelve en su forma

completa, considerando todas las condiciones técnicas y operativas del sistema eléctrico.

Se restablecen las restricciones de ángulo de fase y límites de flujo de corriente, asegurando que los valores de tensión y los flujos de potencia cumplan con los requerimientos de estabilidad del sistema. Asimismo, se retira la relajación de las variables binarias de inversión, lo que implica que las decisiones de construcción de líneas o instalación de subestaciones subcolectoras deben asumir valores enteros, indicando si una expansión específica se llevará a cabo o no.

En esta fase también se consideran restricciones adicionales relacionadas con la planificación de la red, como los límites de inversión y los costos asociados a la construcción de infraestructura. Nuevamente, se emplea el solver CPLEX para la resolución del modelo completo, permitiendo la obtención de una solución óptima que minimiza los costos de expansión de la red mientras garantiza su operatividad.

El resultado de este procedimiento de optimización en dos etapas es una configuración de la red técnicamente viable y económicamente eficiente, lista para ser evaluada en términos operativos mediante el análisis de flujo de carga.

3.1.1.3. INTEGRACIÓN DEL MODELO DE FLUJO DE CARGA

Una vez obtenida la solución del modelo PEST_1, es necesario evaluar su viabilidad operativa mediante un análisis de flujo de carga. Este procedimiento permite verificar el comportamiento del sistema bajo condiciones de operación en régimen permanente, garantizando que las tensiones en cada nodo y los flujos de potencia en las líneas se mantengan dentro de los límites permitidos.

Evaluación del comportamiento operativo

El modelo de flujo de carga se basa en la resolución de un conjunto de ecuaciones no lineales que describen el balance de potencia en cada nodo del sistema. Estas ecuaciones consideran las tensiones nodales, los ángulos de fase y las potencias activas y reactivas inyectadas en la red.

Para cada nodo i , el balance de potencia activa se expresa como:

$$P_i - P_{di} = \sum_{j \in N} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

Donde P_i representa la potencia activa generada en el nodo i , P_{di} la demanda en el nodo i , V_i y V_j los voltajes nodales, y G_{ij} y B_{ij} , la conductancia y la susceptancia de la línea entre los nodos i y j .

De manera análoga, el balance de potencia reactiva se modela mediante la siguiente ecuación:

$$Q_i - Q_{di} = \sum_{j \in N} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

Donde Q_i es la potencia reactiva generada en el nodo i y Q_{di} la demanda de potencia reactiva en dicho nodo.

Cálculo de pérdidas en la red

El flujo de carga permite calcular las pérdidas en las líneas de transmisión mediante la evaluación de las corrientes y tensiones en cada elemento del sistema. La pérdida de potencia activa en una línea (i, j) se expresa como:

$$P_{Loss} = G_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij})$$

Donde P_{Loss} representa la pérdida de potencia activa debido a la resistencia de la línea.

Para la evaluación del flujo de carga, se emplea un enfoque de optimización no lineal, resolviendo las ecuaciones de flujo mediante el solver IPOPT (COIN-OR, n.d.). Este solver ha sido seleccionado debido a su capacidad para manejar problemas de optimización no lineal con restricciones complejas, garantizando la convergencia de la solución hacia valores factibles.

Validación operativa de la solución

Una vez resuelto el flujo de carga, se analizan los resultados para verificar el cumplimiento de los límites operativos del sistema. Se comparan los valores de tensión nodal con los límites definidos en el modelo PEST_1. Si se detectan desviaciones en los valores de tensión o si las pérdidas en la red superan los umbrales aceptables, se procede a realizar ajustes en los parámetros del modelo o en las restricciones de optimización. Este proceso iterativo permite refinar la configuración de la red hasta garantizar su estabilidad operativa.

3.1.2. MODELO DE INTEGRACIÓN DE FUENTES RENOVABLES (VRES)

El modelo de integración de fuentes renovables en (Ranjbar H. K., 2021) optimiza la incorporación de generación fotovoltaica en la red de subtransmisión, asegurando un despacho eficiente y evaluando su impacto en la estabilidad del sistema.

3.1.2.1. FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL MODELO VRES

El modelo de integración de fuentes renovables se basa en la minimización de los costos de inversión y operación, incentivando la instalación de generación fotovoltaica.

Función Objetivo

La función objetivo del modelo minimiza los costos totales:

$$\min \sum_{i \in I} C_i x_i + \sum_{t,s} \sum_{g \in G} C_g P_{gts} - \sum_{t,s} \sum_{i \in I} \gamma RGP_{its}$$

Donde x_i representa la capacidad instalada en cada nodo candidato y P_{gts} la generación convencional.

Restricciones del Modelo

Las restricciones garantizan que la generación total, combinando fuentes convencionales y renovables, iguale la demanda en cada instante de tiempo:

$$\sum_{g \in G} P_{gts} + \sum_{i \in I} P_{its} = \sum_{n \in N} D_n, \quad \forall t, s$$

Además, la generación fotovoltaica está limitada por la capacidad instalada y la disponibilidad de irradiación solar:

$$P_{its} \leq \eta_i x_i, \quad \forall i, t, s$$

Finalmente, se establece un límite en la capacidad de generación instalada:

$$0 \leq x_i \leq x_i^{max}, \quad \forall i \in I$$

3.1.2.2. PROCEDIMIENTO DE OPTIMIZACIÓN EN DOS ETAPAS

Etap 1: Generación de Escenarios, Modelo Multiperiodo y Flujo DC en n-1

La primera etapa del procedimiento de optimización se compone de tres procesos interrelacionados: generación de escenarios, formulación del modelo multiperiodo y evaluación del flujo de potencia en un criterio de seguridad n-1. Estos elementos permiten caracterizar la variabilidad e intermitencia de la generación renovable, así como su impacto en la red eléctrica bajo diferentes condiciones operativas.

El proceso inicia con la generación de escenarios, donde se representan múltiples combinaciones de demanda y disponibilidad de recursos renovables. Posteriormente, el modelo multiperiodo incorpora la evolución temporal de estas variables, considerando restricciones operativas que reflejan la dinámica del sistema a lo largo del horizonte de planificación. Finalmente, el flujo de potencia en n-1 evalúa la viabilidad de la operación en presencia de contingencias, asegurando que la red pueda mantener su estabilidad ante la falla de un componente crítico.

Cada uno de estos procesos se desarrolla mediante técnicas de optimización y simulación, permitiendo capturar la interacción entre la generación renovable y la red de transmisión. A continuación, se describe el procedimiento utilizado para la generación de escenarios.

Generación de Escenarios

Este proceso permite representar la variabilidad de la demanda y la generación renovable en el sistema eléctrico. Para este propósito, se utiliza un modelo estocástico que incorpora correlaciones entre las variables relevantes, asegurando una representación coherente de las condiciones del sistema.

El proceso inicia con la definición de un conjunto de variables que describen la demanda en los nodos seleccionados y los factores de generación renovable en los mismos puntos. Para preservar la relación entre estas variables, se emplea una matriz de correlación que modela sus dependencias. A partir de esta estructura, se generan escenarios aplicando una transformación normal gaussiana, lo que permite obtener valores distribuidos de manera uniforme dentro de los rangos establecidos.

Dado el elevado número de escenarios generados, se requiere un procedimiento de reducción que optimice la representación de la incertidumbre sin incrementar la carga computacional. Para ello, se implementa el método de avance rápido (Fast-Forward Method, FFM), que selecciona iterativamente escenarios con el mayor grado de diversidad. De esta forma, se obtiene un subconjunto representativo, asignando a cada escenario reducido un peso que refleja la cantidad de casos originales que abarca.

Este procedimiento prepara el modelo para la siguiente etapa, en la que se incorporan restricciones operativas que regulan el comportamiento del sistema ante distintas condiciones de generación y consumo.

Modelo Multiperiodo

El modelo multiperiodo permite capturar la evolución temporal de la demanda y la generación renovable en el horizonte de planificación. En este caso, se consideran 72 períodos de tiempo, equivalentes a tres días con resolución horaria, lo que permite reflejar variaciones diarias y captar la intermitencia de los recursos renovables a lo largo del tiempo.

El modelo se formula utilizando un enfoque de optimización estocástica en el que cada escenario generado previamente se evalúa a lo largo del tiempo. Se utilizan conjuntos, parámetros y estructuras matemáticas que permiten definir las relaciones entre nodos, unidades de generación y momentos del día.

El primer paso en la formulación del modelo consiste en definir los conjuntos principales, que incluyen los nodos del sistema, los puntos de inyección de generación renovable y los períodos de análisis. Se establece una estructura en la que los nodos de la red están numerados del 1 al 15, con la generación renovable concentrada en los nodos 12 a 15. Los períodos de análisis comprenden 72 intervalos de tiempo y los escenarios de incertidumbre son indexados de acuerdo con el proceso de reducción realizado en la etapa anterior.

Una vez definidos los conjuntos, se procede a la parametrización del modelo, lo que implica asignar valores de demanda y generación renovable a cada nodo y en cada intervalo de tiempo. Para ello, se emplea una función de escalado basada en una función senoidal, la cual permite reflejar la variación horaria típica de la demanda y la disponibilidad de generación renovable. Este enfoque proporciona un ajuste realista en el que los valores de demanda aumentan y disminuyen a lo largo del día, siguiendo un patrón cíclico que captura los períodos de mayor y menor consumo.

Los datos de generación renovable se parametrizan en función de los factores normalizados obtenidos en la etapa de generación de escenarios. De este modo, la capacidad de generación en cada nodo se ajusta con base en los factores de disponibilidad de VRES, permitiendo que el modelo considere variaciones en la producción renovable en cada momento del día y bajo cada escenario de incertidumbre.

Finalmente, se asignan probabilidades a cada escenario para ponderar su contribución dentro del modelo de optimización. Estas probabilidades, obtenidas en el proceso de reducción de escenarios, garantizan que el modelo considere representativamente la distribución de los casos más relevantes sin incrementar la complejidad computacional.

Con la implementación de este esquema multiperiodo, se obtiene una representación dinámica del sistema, permitiendo evaluar los efectos de la variabilidad de la demanda y la generación renovable en la planificación operativa de la red. A continuación, se aborda la tercera parte de la etapa 1, que corresponde a la evaluación del flujo de potencia bajo el criterio de seguridad n-1.

Flujo DC en Condiciones n-1

La tercera parte de la primera etapa se centra en la evaluación del flujo de potencia DC bajo el criterio de seguridad n-1, lo que permite analizar el comportamiento de la red ante la pérdida de un elemento crítico. Este análisis es clave para garantizar que la red pueda operar de manera estable y cumplir con las restricciones de transmisión en presencia de contingencias.

Para desarrollar este modelo, se definen los conjuntos básicos que representan los nodos del sistema, las unidades de generación convencional y los puntos de integración de generación renovable. La red estudiada consta de 15 nodos, con generación convencional ubicada en el nodo 15 y generación renovable en los nodos 12, 13 y 14. Se consideran 24 períodos de análisis y se evalúan dos escenarios representativos obtenidos en la fase anterior.

La red eléctrica se modela a partir de su topología y parámetros eléctricos, definiendo las líneas de transmisión junto con sus respectivas impedancias. A partir de estos datos, se construye la matriz de susceptancia (B) del sistema, la cual describe la relación entre los flujos de potencia y los ángulos de voltaje en cada nodo. La formulación del flujo DC se basa en la suposición de que las caídas de tensión en la red son pequeñas, permitiendo linealizar el modelo y reducir la complejidad computacional.

El modelo incluye restricciones que establecen los límites de generación en el nodo de referencia, asegurando que la potencia inyectada no supere la capacidad máxima disponible. Además, se

definen los valores de demanda en cada nodo de la red, asignando consumos específicos en los puntos estratégicos de la red.

Con la matriz de susceptancia calculada, se plantea el flujo de potencia bajo el criterio $n-1$, lo que implica evaluar la operación del sistema ante la pérdida de una línea de transmisión. Este procedimiento permite identificar posibles sobrecargas y determinar la capacidad de la red para reconfigurar los flujos de potencia y mantener el suministro en condiciones de contingencia.

La integración de este análisis dentro del modelo general permite obtener una representación más precisa del impacto de la generación renovable en la red de transmisión. Al evaluar el comportamiento del sistema en diferentes escenarios y ante la pérdida de elementos críticos, se garantiza que la planificación de la operación contemple no solo la variabilidad de los recursos renovables, sino también la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Etapas 2: Restricciones de Rampas, Reservas e Intermittencia

La segunda etapa del procedimiento de optimización introduce restricciones operativas para asegurar que la integración de generación renovable variable (VRES) cumpla con los límites físicos y regulatorios del sistema eléctrico. En esta fase, se consideran tres aspectos principales: la capacidad de los generadores convencionales para ajustar su producción dentro de límites de rampa, la disponibilidad de reservas operativas y la variabilidad de la generación fotovoltaica debido a su intermitencia.

El modelo formulado en la etapa anterior se amplía para incluir restricciones dinámicas sobre la generación, asegurando que las variaciones en la inyección de potencia no comprometan la estabilidad del sistema. Se definen nuevos parámetros y variables que representan estos aspectos operativos, incorporando un enfoque más detallado para capturar los desafíos que plantea la integración de VRES.

Las restricciones de rampa establecen que el generador convencional no puede modificar su producción más allá de un límite predeterminado entre períodos consecutivos. Esto garantiza que los cambios en la generación sean graduales y compatibles con las características técnicas de las unidades generadoras. De manera similar, se introducen restricciones de reserva que requieren que el generador convencional mantenga una capacidad adicional de respuesta ante variaciones inesperadas en la demanda o la generación renovable. Esta reserva se determina como un porcentaje de la demanda total, asegurando que el sistema disponga de una capacidad de ajuste suficiente para hacer frente a imprevistos.

Para modelar la intermitencia de la generación renovable, se introduce una variable que representa la disponibilidad máxima de generación fotovoltaica en cada nodo y período de tiempo. Esta disponibilidad se calcula considerando variaciones aleatorias en la irradiancia solar, lo que permite reflejar escenarios realistas en los que la generación renovable fluctúa a lo largo del día y entre distintos escenarios de incertidumbre.

Adicionalmente, el modelo incorpora restricciones que aseguran el cumplimiento del criterio de seguridad $n-1$, verificando que los flujos de potencia en condiciones de contingencia no superen los límites de capacidad de las líneas de transmisión. Para ello, se construyen matrices de Distribución de Factores de Transferencia de Potencia (PTDF) y Factores de Desconexión de Líneas (LODF), las cuales permiten evaluar el impacto de la pérdida de un enlace en los flujos de potencia del sistema.

El modelo resultante establece un equilibrio entre la necesidad de integración de VRES y la estabilidad del sistema, asegurando que las restricciones operativas sean respetadas en cada escenario y período de análisis. Con la inclusión de estas restricciones, el modelo está preparado para la fase final de integración de resultados técnico-económicos.

3.2. IMPLEMENTACIÓN COMPUTACIONAL Y CONFIGURACIÓN DEL ENTORNO

Para la ejecución y validación de los modelos desarrollados, se ha implementado un entorno computacional optimizado que permite resolver problemas de optimización de gran escala de manera eficiente. La formulación matemática de los modelos PEST_1 y VRES ha sido adaptada a herramientas especializadas en modelado y optimización, garantizando un procesamiento adecuado de los datos y la obtención de soluciones robustas. A continuación, se presentan los detalles sobre la implementación computacional y la configuración del entorno utilizado.

3.2.1. HERRAMIENTAS UTILIZADAS

El modelo PEST_1 ha sido desarrollado en AMPL (AMPL Optimization Inc, n.d.), un lenguaje de modelado algebraico ampliamente utilizado en optimización matemática. Su estructura permite la formulación eficiente de modelos de programación lineal y entera mixta, facilitando la integración con solvers especializados. La resolución del modelo ha sido llevada a cabo utilizando CPLEX, un solver comercial que permite resolver problemas de optimización de gran escala mediante técnicas avanzadas de branch-and-bound y branch-and-cut. La elección de este solver responde a su capacidad para manejar restricciones complejas y variables binarias asociadas a las decisiones de expansión de la red.

Por otro lado, el modelo de Integración de Fuentes Renovables (VRES) ha sido implementado en Pyomo, un framework de modelado algebraico en Python que permite una integración flexible con distintos solvers. En este caso, se han utilizado CBC para resolver problemas de programación entera y IPOPT para abordar restricciones no lineales. La implementación en Pyomo ha permitido evaluar distintos escenarios de integración fotovoltaica en la red, garantizando la compatibilidad con herramientas de análisis de datos y visualización de resultados.

Para el procesamiento y análisis de datos, se han empleado diversas librerías de Python. NumPy y Pandas han sido utilizadas para la manipulación de datos de entrada y salida del modelo, mientras que Matplotlib y Seaborn han facilitado la visualización gráfica de los resultados obtenidos. Además, se han desarrollado scripts personalizados para la automatización de la carga de datos, la ejecución de los modelos y la comparación de escenarios optimizados.

3.2.2. CONFIGURACIÓN DEL ENTORNO

La ejecución de los modelos ha sido realizada en un equipo con especificaciones que garantizan un procesamiento eficiente y tiempos de ejecución razonables. Las simulaciones se han llevado a cabo en una computadora con las siguientes características:

Procesador: Núcleo Intel® Core™ i7-7500U con una frecuencia de 2.70 GHz. y memoria RAM de 8 GB.

Dado que la resolución de los modelos de optimización involucra grandes volúmenes de datos y restricciones, se han optimizado las configuraciones de los solvers para mejorar la eficiencia computacional. En el caso de CPLEX, se ha utilizado la configuración de branch-and-bound dinámico para mejorar la convergencia en problemas de programación entera mixta, mientras que en IPOPT, se han ajustado parámetros de tolerancia para garantizar soluciones factibles en menor tiempo de ejecución.

Para la integración de los modelos, se han implementado mecanismos de almacenamiento y procesamiento de datos intermedios, permitiendo el análisis comparativo de distintos escenarios sin necesidad de re-ejecutar completamente el proceso de optimización en cada iteración.

3.3. CASO DE ESTUDIO

Caso Base: Planeamiento de la Integración de Pequeñas Fuentes Renovables en Brasil

El caso base utilizado en este estudio se fundamenta en la metodología de planificación de la integración de pequeñas fuentes renovables a sistemas eléctricos interconectados. Esta metodología fue desarrollada en la tesis de (Santos, 2020) en la Universidad Estatal de Campinas, y su aplicación se centró en la región sur de Brasil, donde se evaluaron distintos escenarios de integración de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs).

La metodología optimiza la ubicación de subestaciones colectoras y subcolectoras, la selección de conductores y la planificación de líneas de transmisión bajo criterios de reducción de costos de inversión y pérdidas eléctricas. La base de datos utilizada en la investigación comprende información detallada sobre nodos, líneas de transmisión, parámetros eléctricos y restricciones de operación.

A continuación, se presentan los principales parámetros utilizados en la modelación del caso base:

La red analizada en el caso base está compuesta por 15 nodos, identificados en el conjunto *ob* como se observa en la tabla 1, los cuales representan los puntos en los que se modelan cargas, generación o conexiones con otros elementos del sistema eléctrico. Estos nodos están interconectados mediante líneas de transmisión caracterizadas por diferentes tipos de conductores, cuyas propiedades eléctricas incluyen resistencia *Rlc*, reactancia inductiva *Xllc*, reactancia capacitiva *Xclc* y capacitancia *Ccnd* tal como se encuentra en la tabla 2.

Conjunto	Nodos
<i>ob</i>	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15

Tabla 1. Definición del conjunto.

ID	Resistencia (R_{lc})	Reactancia inductiva (X_{llc})	Reactancia capacitiva (X_{clc})	Capacitancia (C_{cnd})
1	0.1700692427	0.2802383210	$0.16737136 \cdot 10^6$	0.0002

Tabla 2. Parámetros de conductores.

Los costos asociados con la infraestructura del sistema se dividen en dos categorías principales: costos modulares y costos de instalación de transformadores. Los costos modulares están representados en función de la tensión nominal de las subestaciones y se agrupan en cuatro niveles: 0 kV, 69 kV, 138 kV y 230 kV, con valores que oscilan entre 0.14 y 0.21 unidades monetarias por unidad de capacidad instalada como se encuentra descrito en la tabla 3. Por otro lado, los costos de instalación de transformadores (TRC_{ID}) que se presentan en la tabla 4 se definen específicamente para los nodos candidatos a albergar subestaciones colectoras y dependen de la tensión de operación.

ID	Costo base (CV_b)	Tensión nominal (V_B) [kV]
0	0.00	0
3	0.14	69
4	0.19	138
5	0.21	230

Tabla 3. Bases y costos modulares en [MR\$].

Nodo /TRC_{ID}	0	69kV	138kV	230kV
12	0.0	5.4	5.8	7.7
13	0.0	5.4	5.8	7.7
14	0.0	5.5	6.0	7.7
15	0.0	8.6	10.5	0.0

Tabla 4. Costo de Instalación de Transformadores en [MR\$].

Los nodos de la red del anexo 1 pueden desempeñar diferentes roles dentro del sistema, ya sea como puntos de demanda, generación o conexión con otras redes. En este estudio, se han identificado cuatro nodos candidatos para la instalación de generación renovable o subestaciones colectoras, los cuales son los nodos 12, 13, 14 y 15. Estos nodos se caracterizan por tener el parámetro $T_{sc} = 22$, indicando que son puntos estratégicos para la conexión de nuevas fuentes de generación al sistema/ subestaciones colectoras. Además, los valores de V_{gd} en estos nodos definen los niveles de tensión a los cuales operarán en función de la infraestructura existente y las necesidades del sistema. Mientras que los nodos 1 al 11 tienen cargas nulas, en el nodo 15 se ha modelado una capacidad de generación de 250 MW con un límite de generación de 50 MW, lo que sugiere que este punto puede servir como una central de generación renovable de gran capacidad.

Las líneas de transmisión modeladas en este estudio establecen las conexiones entre los diferentes nodos del sistema, definiendo la capacidad máxima de transporte de energía y la distancia entre los puntos de conexión. Estos datos se los usó para evaluar las pérdidas de transmisión y la estabilidad operativa del sistema. Los detalles específicos de las líneas de transmisión, incluyendo su capacidad de carga (S_{maxl}) y su longitud en kilómetros (dl), se presentan en los anexos de este documento.

Para garantizar una operación segura y eficiente del sistema eléctrico, se han establecido restricciones operativas relacionadas con la estabilidad de la tensión y la capacidad de los equipos. Se ha fijado una potencia base de 100 MW (S_{base}), y las tensiones nominales se han normalizado en 1.00 p.u., con un margen operativo de $\pm 5\%$, es decir, con un valor máximo de 1.05 p.u. y un mínimo de 0.95 p.u. Estas restricciones aseguran que las tensiones en la red permanezcan dentro de rangos aceptables para evitar problemas de sobrecarga o caídas excesivas de voltaje que puedan comprometer la estabilidad del sistema.

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Th_{max}	1.57 °
S_{base}	100 MW
V_{nom}	1.00 p.u.
V_{max}	1.05 p.u.
V_{min}	0.95 p.u.

Tabla 5. Parámetros fijos y valores operacionales.

Caso de estudio: Integración de Generación Solar en la Red de Subtransmisión de Guayaquil

En el contexto del crecimiento de la demanda energética y la necesidad de diversificar la matriz energética con fuentes renovables, la integración de generación solar en la red de subtransmisión de Guayaquil se presenta como una estrategia clave. La red de subtransmisión de la ciudad cuenta con diversas subestaciones y puntos estratégicos donde se podría incorporar generación fotovoltaica para fortalecer el suministro eléctrico y reducir la dependencia de fuentes convencionales.

Este estudio analiza la viabilidad de integrar generación solar en la red considerando aspectos técnicos y económicos. Para ello, se han recopilado datos sobre la infraestructura existente, características de los conductores, costos modulares, costos de transformación y posibles puntos candidatos para la instalación de generación distribuida. A continuación, se presentan los conjuntos de datos utilizados en este análisis.

En anexo 4 y 5 se encuentra el conjunto de datos que define los nodos que representan distintas subestaciones o puntos de conexión dentro de la red de subtransmisión de Guayaquil. En total, se consideran 50 ubicaciones, incluyendo subestaciones clave como Chongón, Planta Electroquil, Nueva Prosperina (Transelectric), Pascuales (Transelectric) y Orellana (Transelectric). Cada nodo representa una ubicación potencial para la integración de generación solar.

Los parámetros de los conductores incluyen características técnicas de las líneas de transmisión utilizadas en la red. Se especifican valores como resistencia en corriente alterna (Rlc), reactancia inductiva ($Xllc$), reactancia capacitiva ($Xclc$) y capacitancia del conductor ($Ccnd$), los cuales afectan la eficiencia de la transmisión de energía. En este caso, se considera un conductor de tipo 477 MCM, comúnmente utilizado en redes de media y alta tensión tal como se observa en la tabla 7.

ID	Resistencia (<i>Rlc</i>)	Reactancia inductiva (<i>Xllc</i>)	Reactancia capacitiva (<i>Xclc</i>)	Capacitancia (<i>Ccnd</i>)
1	0.10	0.23	$0.15 \cdot 10^6$	0.00018

Tabla 6. Parámetros de conductores

Los costos modulares reflejan la inversión requerida para la instalación de infraestructura eléctrica en función del nivel de tensión. Se consideran tres niveles: 69 kV, 138 kV y 230 kV, con costos unitarios de instalación entre 0.02 y 0.04 MUSD/kW de la tabla 8.

Asimismo, se incluyen los costos asociados a la instalación de transformadores en nodos estratégicos. Estos costos varían según el nivel de voltaje de diseño (*Vgd*) y la ubicación. Por ejemplo, en los nodos 1 y 2, los costos de instalación oscilan entre 0.95 y 1.36 de la tabla 9.

ID	Costo base (<i>CVb</i>)	Tensión nominal (<i>VB</i>) [kV]
0	0.00	0
3	0.02	69
4	0.03	138
5	0.04	230

Tabla 7. Bases y costos modulares en [M\$].

Nodo / <i>TRC_{ID}</i>	0	69kV	138kV	230kV
1	0.0	0.95	1.03	1.36
2	0.0	0.95	1.03	1.36
12	0.0	0.97	1.17	1.36
16	0.0	1.52	1.86	1.36

Tabla 8. Costo de Instalación de Transformadores en [M\$].

Los parámetros para los puntos candidatos para la integración de fuentes renovables se encuentran en los anexos 6 y 7. La demanda activa (Pd) varía en los diferentes puntos, con algunos valores negativos en los nodos 1, 2, 12 y 16, lo que sugiere generación local o compensación. La demanda reactiva (Qd) se mantiene en un rango relativamente bajo, con valores que no superan los 4.1.

En cuanto a la generación, solo ciertos nodos identificados con $ob = 3$ poseen capacidad de producción de energía. La potencia activa máxima ($Pgmax$) está presente en estos nodos generadores, con valores destacados en los nodos 4, 6, 10, 11, 23, 29, 49 y 51. A su vez, la potencia reactiva máxima ($Qgmax$) y mínima ($Qgmin$) siguen una distribución similar, reflejando la regulación y compensación dentro del sistema.

El parámetro Tsc , con un valor de 22 en algunos nodos, sugiere la presencia de elementos asociados a protección o compensación en la red. Por otro lado, la tensión Vgd es uniforme en todos los puntos con un valor constante de 3, lo que indica una referencia estable de voltaje en el sistema.

Los parámetros de las líneas de transmisión del caso de estudio se encuentran en los anexos y se observa en la tabla 5 los parámetros fijos y operacionales del caso de estudio.

Parámetro	Valor
$Thmax$	1.57 °
$Sbase$	100 MW
$Vnom$	1.00 p.u.
$Vmax$	1.05 p.u.
$Vmin$	0.95 p.u.

Tabla 9. Parámetros fijos y operacionales del caso de estudio.

CAPÍTULO 4

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se exponen y analizan de manera crítica los resultados obtenidos a través de dos enfoques de optimización aplicados al estudio de la eficiencia técnico-económica de la red eléctrica frente a la intermitencia inherente a la generación solar fotovoltaica de autoconsumo. La evaluación se ha centrado en contrastar el comportamiento operativo y los costos asociados a una metodología determinística, implementada en AMPL, con el de un enfoque estocástico desarrollado en Python utilizando Pyomo. La presente discusión no solo pretende evidenciar los paralelismos, similitudes y diferencias en las soluciones operativas, sino también profundizar en el impacto de la incorporación de la incertidumbre en el despacho y la gestión de reservas, así como en la respuesta del sistema ante contingencias.

El análisis se articula en torno a la capacidad del sistema para mantener su estabilidad y eficiencia operativa, aun cuando las variaciones en la demanda y la disponibilidad de recursos renovables introducen fluctuaciones que desafían la previsibilidad. En este sentido, se examinan de forma detallada las implicaciones de los flujos de potencia y las restricciones de seguridad, poniendo de relieve cómo ambos enfoques optimizan la asignación de recursos y minimizan los costos. La comparación entre estos métodos ofrece, a la vez, una reflexión sobre la pertinencia y el potencial de las técnicas de optimización en la evaluación de sistemas eléctricos modernos, caracterizados por una creciente integración de energías renovables.

4.1. COMPARACIÓN Y OPERACIÓN EN DIFERENTES ESCENARIOS DETERMINÍSTICOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de la ejecución del modelo PEST_1 en distintos escenarios de demanda, con el objetivo de validar su desempeño y evaluar su aplicabilidad en el análisis técnico-económico de redes eléctricas con integración de generación fotovoltaica de autoconsumo. Se consideran tres niveles de demanda en el caso base: baja, media y alta, lo que permite identificar el impacto de la variabilidad en el consumo sobre los costos de operación, las pérdidas de energía y la infraestructura requerida. Posteriormente, se presentan los resultados correspondientes al caso de estudio de la red de subtransmisión de Guayaquil, bajo una condición de demanda promedio, lo que permite analizar la aplicación del modelo en un sistema de mayor complejidad y comparar su desempeño con el caso base.

Modelo PEST_1 – Caso Base – Escenario: Demanda baja

El análisis de los resultados obtenidos en el modelo PEST_1 para el escenario de baja demanda permite examinar el comportamiento técnico-económico del sistema eléctrico bajo condiciones de menor consumo energético. La función objetivo del modelo alcanza un valor de 55 millones de dólares, lo que representa el costo total de operación optimizada del sistema. Dentro de este monto, el costo de planeamiento asciende a 14.47 millones de dólares, mientras que el costo total de generación se estima en 44.83 millones de dólares como se observa en la tabla 11. A pesar de la menor demanda, los costos de generación siguen constituyendo la mayor parte del gasto total, lo que sugiere que la estructura de costos de la red no depende exclusivamente de la carga, sino también de la configuración del parque generador y su esquema de despacho.

Desde una perspectiva energética, el sistema genera 2,544 GWh, de los cuales 47 GWh se pierden en el proceso de transmisión y distribución, lo que equivale aproximadamente al 1.85% de la generación total. Estas pérdidas representan un costo económico de 3.37 millones de dólares, lo que indica que, aunque el porcentaje de energía no aprovechada no es elevado en términos relativos, su impacto financiero es significativo. Este nivel de pérdidas puede estar asociado a la estructura de la red, la capacidad de las líneas de transmisión y la eficiencia de los equipos eléctricos empleados en la operación.

Indicador	Valor
<i>Valor de Función Objetivo (\$)</i>	55,000,000
<i>Costo total del planeamiento (\$)</i>	14,470,000
<i>Costo total de generación (\$)</i>	44,830,000
<i>Generación total (GWh)</i>	2,544
<i>Costo total de las pérdidas (\$)</i>	3,370
<i>Pérdidas totales (GWh)</i>	47

Tabla 10. Resumen de indicadores globales en baja demanda

Para mejorar la capacidad de transmisión del sistema, el modelo sugiere la construcción de cuatro nuevas líneas de 69 kV en los circuitos 12-15, 13-3, 14-3 y 15-3. La incorporación de estas líneas indica la necesidad de reforzar la infraestructura existente para garantizar una distribución más eficiente de la potencia. Adicionalmente, se considera la instalación de cuatro transformadores en diferentes barras, con niveles de tensión de 13.8 kV, 23 kV y 230 kV.

Circuito (i-j)	Línea nueva	Nivel de Tensión
12-15	1	69 kV
13-3	1	69 kV
14-3	1	69 kV
15-3	1	69 kV

Tabla 11. Inversión en nuevas líneas en baja demanda

Barra	Nivel de tensión	Cantidad de transformadores
12	13.8 kV	1
13	13.8 kV	1
14	23 kV	1
15	230 kV	1

Tabla 12. Inversión en transformadores en baja demanda

El análisis de pérdidas de potencia en las nuevas líneas muestra una distribución desigual de los flujos de energía. La línea 15-3 presenta las mayores pérdidas, alcanzando aproximadamente 0.2 MW, mientras que la línea 13-3 registra el menor nivel de pérdidas, con un valor cercano a 0.02 MW. Esto sugiere que la topología de la red y la ubicación de la generación y la demanda no son homogéneas, lo que genera variaciones en el flujo de potencia. La línea 15-3 parece estar sometida a una mayor transferencia de energía, lo que podría estar relacionado con su función dentro de la red. Las pérdidas en las demás líneas son comparativamente menores, lo que indica que operan en condiciones más favorables en términos de eficiencia.

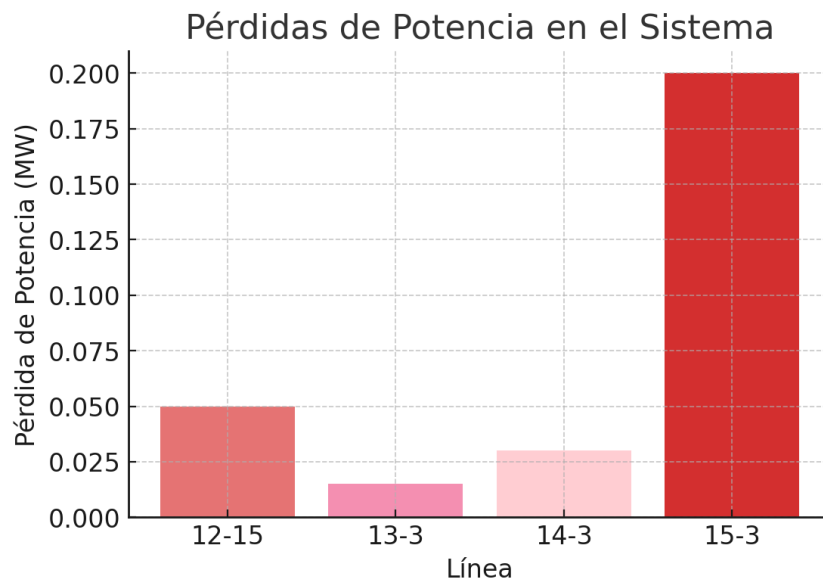


Figura 2. Pérdidas de potencia en el caso base escenario baja demanda.

Por otro lado, el modelo plantea la necesidad de una subestación colectora en la barra 3, lo que sugiere que esta barra desempeña un papel relevante en la redistribución de carga dentro del sistema. La instalación de esta subestación puede estar vinculada a la optimización del flujo de potencia y a la reducción de pérdidas en ciertas áreas de la red.

Estos resultados reflejan que, aun en un escenario de baja demanda, se requieren inversiones en infraestructura para mejorar el desempeño del sistema eléctrico, especialmente en lo que respecta a la gestión de la carga y la reducción de pérdidas energéticas.

Modelo PEST_1 – Caso Base – Escenario: Demanda media

En el escenario de demanda media, los resultados obtenidos con el modelo PEST_1 reflejan un incremento significativo en la generación y los costos asociados a la operación del sistema. La función objetivo se estima en 96.44 millones de dólares, lo que representa un aumento del 75.3% respecto al escenario de baja demanda. Este incremento se debe principalmente a un mayor costo de generación, que asciende a 90.1 millones de dólares, en contraste con los 44.83 millones de dólares registrados en el escenario anterior. El costo total del planeamiento muestra un leve aumento, pasando de 14.47 millones de dólares a 14.63 millones de dólares, lo que sugiere que la expansión de la red no presenta una variación significativa entre estos niveles de demanda.

El volumen total de energía generada alcanza los 8,586 GWh, lo que representa un aumento de más del 238% respecto a la generación en baja demanda. Sin embargo, las pérdidas energéticas también muestran un crecimiento sustancial, alcanzando los 121 GWh, lo que equivale aproximadamente al 1.41% de la generación total. Aunque el porcentaje de pérdidas es menor en comparación con el 1.85% del escenario anterior, su impacto absoluto es considerablemente mayor debido al incremento en la demanda. A pesar de este aumento en la energía disipada, el costo total de las pérdidas se mantiene en 3.37 millones de dólares, lo que indica que la estructura tarifaria o la eficiencia de la red podrían estar compensando estos efectos. Estos datos se ven reflejados en la tabla resumen 14.

Indicador	Valor
Valor de Función Objetivo (\$)	96,440,000
Costo total del planeamiento (\$)	14,630,000
Costo total de generación (\$)	90,100,000
Generación total (GWh)	8,586
Costo total de las pérdidas (\$)	3,370
Pérdidas totales (GWh)	121

Tabla 13. Indicadores globales en escenario de demanda promedio.

Para mantener la estabilidad del sistema y garantizar la capacidad de transmisión, el modelo recomienda la incorporación de cuatro nuevas líneas de 69 kV, ubicadas en los circuitos 12-15, 13-6, 14-6 y 15-6. La presencia de nuevas conexiones en diferentes puntos de la red sugiere la necesidad de mejorar la distribución de carga y evitar sobrecargas en ciertas líneas. Asimismo, se mantiene la misma inversión en transformadores que en el escenario anterior, con equipos instalados en las

barras 12, 13, 14 y 15, con niveles de tensión de 13.8 kV, 23 kV y 230 kV. Este comportamiento indica que la estrategia de transformación de tensión sigue siendo válida a pesar del aumento en la demanda.

<i>Circuito (i-j)</i>	<i>Línea nueva</i>	<i>Nivel de Tensión</i>
12-15	1	69 kV
13-6	1	69 kV
14-6	1	69 kV
15-6	1	69 kV

Tabla 14. Inversión en nuevas líneas en demanda promedio.

<i>Barra</i>	<i>Nivel de tensión</i>	<i>Cantidad de transformadores</i>
12	13.8 kV	1
13	13.8 kV	1
14	23 kV	1
15	230 kV	1

Tabla 15. Inversión en transformadores en demanda promedio.

El análisis de pérdidas de potencia en las líneas de transmisión muestra que la línea 15-6 presenta el mayor nivel de pérdidas, alcanzando aproximadamente 0.45 MW, lo que representa un incremento respecto a la línea más afectada en el escenario de baja demanda, que registraba 0.2 MW. La línea 12-15 también presenta un incremento en sus pérdidas, situándose alrededor de 0.12 MW, mientras que las líneas 13-6 y 14-6 registran valores más bajos, con pérdidas inferiores a 0.1 MW. Este comportamiento sugiere que la redistribución de carga en la red aún genera concentraciones de flujo en ciertos enlaces, lo que contribuye a una mayor disipación de energía en puntos específicos.

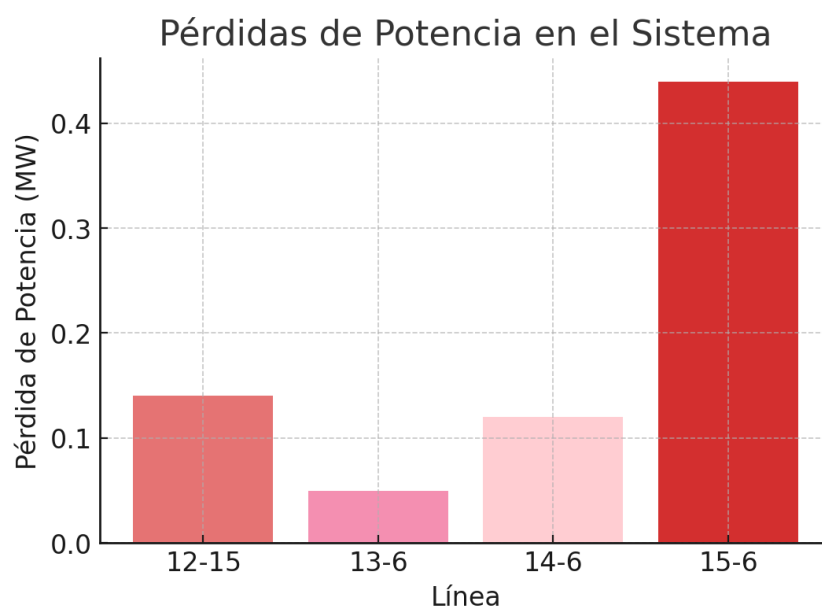


Figura 3. Pérdidas de potencia en el caso base escenario demanda media.

Por otro lado, el modelo identifica la necesidad de instalar una subestación colectora en la barra 6, lo que implica una reconfiguración parcial del sistema para mejorar la eficiencia operativa en este nivel de demanda. La selección de esta ubicación indica que la barra 6 juega un papel relevante en la conexión y distribución de energía dentro de la red. En general, el análisis del escenario de demanda media muestra una tendencia al aumento en los costos de generación y las pérdidas de energía, lo que sugiere la necesidad de estrategias que optimicen la operación de la red y reduzcan la concentración de flujos en ciertos corredores eléctricos.

Modelo PEST_1 – Caso Base – Escenario: Demanda alta

En el escenario de demanda alta, los resultados del modelo PEST_1 muestran una reducción significativa en el valor de la función objetivo, situándose en 13.87 millones de dólares, lo que representa una disminución notable en comparación con los escenarios de baja y media demanda. Este comportamiento se atribuye a la reducción del costo total de generación, que alcanza 13.67 millones de dólares, una cifra considerablemente inferior a los 90.1 millones de dólares observados en el escenario de demanda media y a los 44.83 millones de dólares del escenario de baja demanda. A pesar del aumento en la demanda del sistema, el costo total del planeamiento se mantiene en 14.6 millones de dólares, lo que sugiere que la planificación de la red no requiere modificaciones adicionales en términos de infraestructura para soportar la carga máxima prevista.

La generación total en este escenario se sitúa en 7,747 GWh, lo que es inferior a los 8,586 GWh registrados en demanda media, pero sigue siendo superior a los 2,544 GWh en baja demanda. Sin embargo, las pérdidas de energía experimentan un aumento significativo, alcanzando 257 GWh, lo que representa más del doble de las pérdidas registradas en el escenario de demanda media y más de cinco veces las pérdidas en baja demanda. Este valor equivale aproximadamente al 3.32% de la generación total, lo que sugiere que el sistema se vuelve menos eficiente a medida que la carga aumenta. A pesar de este incremento en la energía disipada, el costo total de las pérdidas se reduce a 2 millones de dólares, lo que indica que, aunque la cantidad de energía perdida es mayor, su impacto económico es menor en comparación con los escenarios previos, posiblemente debido a una menor tarifa asociada a la energía disipada en este régimen de operación.

<i>Indicador</i>	<i>Valor</i>
<i>Valor de Función Objetivo (\$)</i>	13,876,000
<i>Costo total del planeamiento (\$)</i>	14,600,000
<i>Costo total de generación (\$)</i>	13,669,000
<i>Generación total (GWh)</i>	7,747
<i>Costo total de las pérdidas (\$)</i>	2,000
<i>Pérdidas totales (GWh)</i>	257

Tabla 16. Indicadores globales en alta demanda.

En términos de infraestructura, el modelo mantiene la recomendación de instalar cuatro nuevas líneas de 69 kV, ubicadas en los circuitos 12-15, 13-3, 14-3 y 15-3, lo que coincide con la infraestructura propuesta en el escenario de baja demanda. Esto sugiere que la planificación de la red realizada en los escenarios previos es

suficiente para soportar condiciones de alta demanda sin requerir ajustes adicionales. Asimismo, la inversión en transformadores sigue sin cambios, con equipos instalados en las barras 12, 13, 14 y 15, con niveles de tensión de 13.8 kV, 23 kV y 230 kV, lo que indica que la estructura de transformación de la red se mantiene adecuada para los tres escenarios analizados.

<i>Circuito (i-j)</i>	<i>Línea nueva</i>	<i>Nivel de Tensión</i>
12-15	1	69 kV
13-3	1	69 kV
14-3	1	69 kV
15-3	1	69 kV

Tabla 17. Inversión de nuevas líneas en alta demanda.

<i>Barra</i>	<i>Nivel de tensión</i>	<i>Cantidad de transformadores</i>
12	13.8 kV	1
13	13.8 kV	1
14	23 kV	1
15	230 kV	1

Tabla 18. Inversión en transformadores en alta demanda.

El análisis de pérdidas de potencia en las líneas de transmisión revela un patrón similar al de los escenarios anteriores, con la línea 15-3 presentando las mayores pérdidas, alcanzando aproximadamente 0.85 MW, lo que representa un incremento respecto a los 0.45 MW en demanda media y los 0.2 MW en baja demanda. Las pérdidas en la línea 12-15 también aumentan, situándose en 0.25 MW, mientras que las líneas 13-3 y 14-3 presentan valores más bajos, con pérdidas inferiores a 0.2 MW. Esto indica que, a medida que la carga del sistema crece, ciertas líneas experimentan mayores flujos de potencia, lo que contribuye a una mayor disipación de energía en puntos específicos de la red.

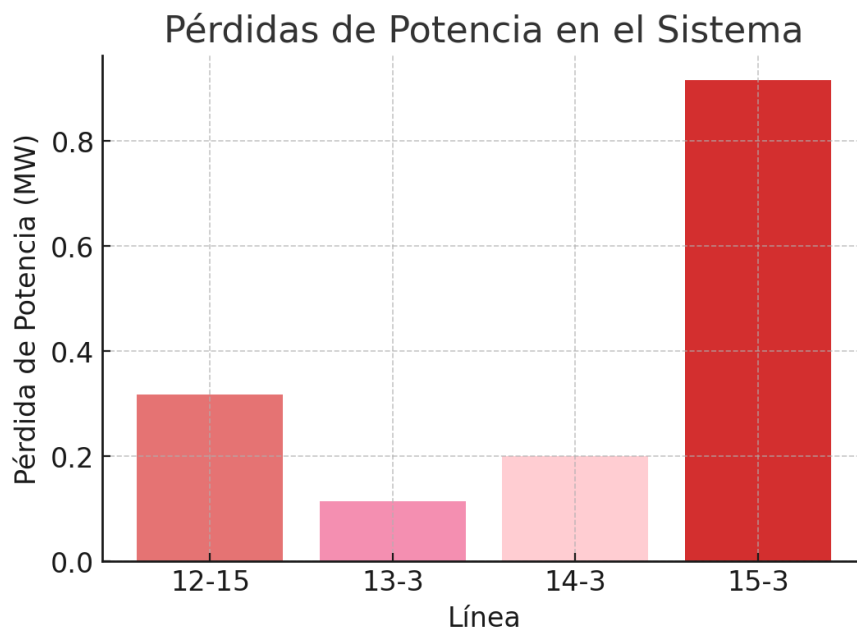


Figura 4. Pérdidas de potencia en el caso base en el escenario de demanda alta.

Como medida complementaria, el modelo recomienda la instalación de una subestación colectora en la barra 3, lo que implica una reconfiguración parcial del sistema con el objetivo de mejorar la eficiencia operativa bajo condiciones de alta demanda. La selección de esta barra para la instalación de la subestación sugiere que este nodo adquiere mayor relevancia en la distribución de energía dentro del sistema en este escenario.

Al comparar los tres escenarios evaluados, se observa un comportamiento diferenciado en términos de costos, eficiencia y requerimientos de infraestructura. En baja demanda, las pérdidas energéticas representan el 1.85% de la generación total, mientras que en demanda media este valor disminuye al 1.41%, lo que podría estar relacionado con una mayor eficiencia operativa en este rango de carga. Sin embargo, en demanda alta, las pérdidas aumentan al 3.32%, lo que sugiere un deterioro progresivo en la eficiencia del sistema a medida que se incrementa la carga. En términos económicos, la demanda media representa el escenario con mayor costo total de generación, lo que indica que en este rango de operación se presentan condiciones menos favorables en términos de costos. Por otro lado, la necesidad de infraestructura adicional se mantiene constante en los tres escenarios, con la excepción de la demanda alta, donde se recomienda la instalación de una subestación colectora en la barra 3, lo que indica que en este

régimen de carga el sistema requiere ajustes adicionales para mejorar la distribución de potencia y mitigar las pérdidas.

Modelo PEST_1 – Caso estudio GYE – Escenario: Demanda promedio

En el caso de estudio de la red de subtransmisión de Guayaquil con demanda promedio, los resultados obtenidos con el modelo PEST_1 muestran una variación sustancial en los costos operativos y en la infraestructura requerida en comparación con el caso base. La función objetivo del modelo se estima en 500.74 millones de dólares, lo que representa un incremento significativo respecto a los valores observados en los escenarios del caso base, reflejando la mayor complejidad y escala de la red evaluada. El costo total del planeamiento se sitúa en 25.89 millones de dólares, lo que indica una inversión considerable en la expansión y refuerzo del sistema de transmisión, mientras que el costo total de generación asciende a 522.34 millones de dólares, lo que evidencia una mayor demanda de energía y la consecuente necesidad de mayor capacidad de generación.

La generación total alcanza los 59,030 GWh, lo que supone un crecimiento exponencial en comparación con los escenarios anteriores, lo que a su vez incrementa los requerimientos de transmisión y distribución de energía. A pesar de este aumento en la generación, las pérdidas totales se mantienen en 51 GWh, lo que representa un porcentaje relativamente bajo en comparación con los valores observados en el caso base, con un costo asociado de 5.33 millones de dólares. Esto sugiere que, aunque la red de subtransmisión de Guayaquil maneja un volumen significativamente mayor de energía, su eficiencia en términos de minimización de pérdidas es superior en comparación con los escenarios de menor escala.

<i>Indicador</i>	<i>Valor</i>
<i>Valor de Función Objetivo (\$)</i>	500,740,000
<i>Costo total del planeamiento (\$)</i>	25,890,000
<i>Costo total de generación (\$)</i>	522,340,000
<i>Generación total (GWh)</i>	59303
<i>Costo total de las pérdidas (\$)</i>	3530
<i>Pérdidas totales (GWh)</i>	51

Tabla 19. Indicadores globales en el caso de estudio GYE.

Para garantizar una operación eficiente, el modelo recomienda la instalación de 20 nuevas líneas de transmisión de 69 kV, distribuidas en distintos circuitos de la

red. Esta cantidad de líneas nuevas refleja la necesidad de una expansión significativa de la infraestructura de transmisión para gestionar la mayor carga del sistema. A diferencia del caso base, donde se requerían únicamente cuatro líneas nuevas en cada escenario, la red de subtransmisión de Guayaquil demanda una mayor conectividad para reducir sobrecargas y mejorar la distribución de potencia.

En términos de transformación de tensión, se plantea la instalación de tres nuevos transformadores de 69 kV, ubicados en las barras 1, 2 y 16. Esto indica la necesidad de reforzar nodos estratégicos del sistema para mejorar la estabilidad y la calidad del suministro de energía. La presencia de transformadores adicionales sugiere que estos puntos concentran flujos de potencia elevados y requieren una mayor capacidad de transformación para evitar restricciones en la transmisión.

<i>Circuito (i-j)</i>	<i>Línea nueva</i>	<i>Nivel de Tensión</i>
7-19	1	69 kV
23-7	1	69 kV
23-20	1	69 kV
23-21	1	69 kV
23-22	1	69 kV
23-39	1	69 kV
23-40	1	69 kV
23-41	1	69 kV
23-42	1	69 kV
29-25	1	69 kV
29-26	1	69 kV
29-28	1	69 kV
29-44	1	69 kV
51-33	1	69 kV
51-34	1	69 kV
51-35	1	69 kV
51-36	1	69 kV
51-43	1	69 kV

Tabla 20. Inversión de nuevas líneas en el caso estudio GYE.

<i>Barra</i>	<i>Nivel de tensión</i>	<i>Cantidad de transformadores</i>
1	69 kV	1
2	69 kV	1
16	69 kV	1

Tabla 21. Inversión de nuevos transformadores en el caso de estudio GYE.

El análisis de pérdidas de potencia activa muestra una distribución heterogénea en los distintos circuitos de la red, con valores que oscilan entre 0.005 MW y 0.03 MW. A diferencia de los escenarios del caso base, donde las pérdidas estaban concentradas en unas pocas líneas, en la red de subtransmisión de Guayaquil se observa una dispersión de pérdidas en múltiples circuitos, lo que sugiere una distribución más uniforme de la carga. Sin embargo, algunos circuitos presentan pérdidas significativamente superiores a otros, lo que indica que ciertos tramos de la red aún requieren estrategias específicas de mitigación.

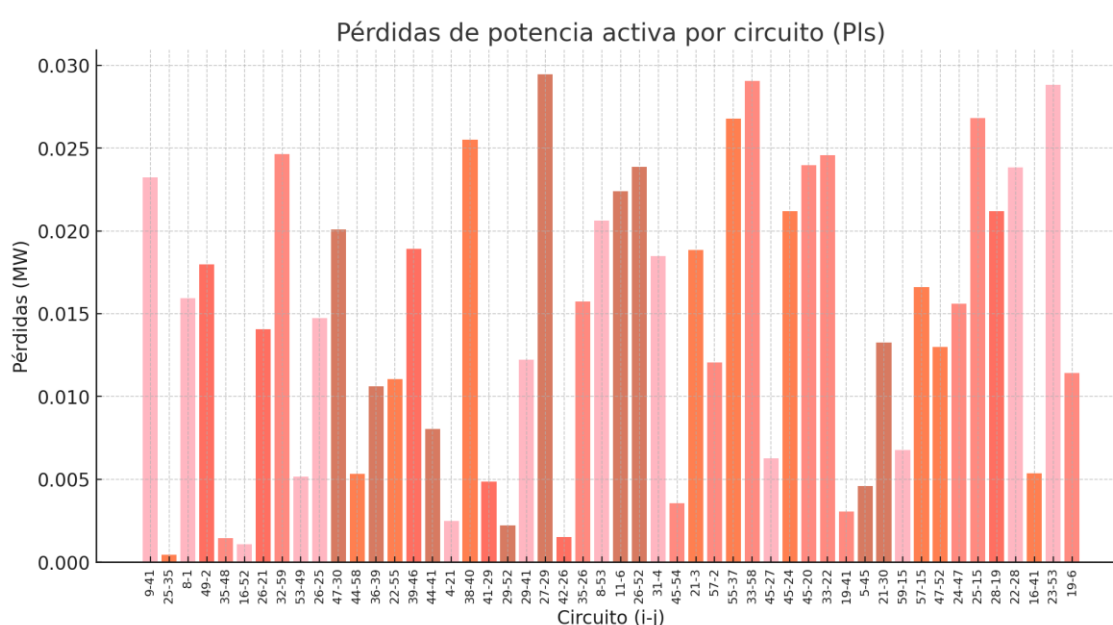


Figura 5. Pérdidas de potencia activa por cada línea de transmisión del caso de estudio GYE.

Para optimizar el desempeño del sistema, el modelo recomienda la instalación de tres subestaciones colectoras en puntos estratégicos de la red. Estas subestaciones tienen el propósito de redistribuir la carga, reducir pérdidas y mejorar la estabilidad del sistema. Su incorporación sugiere que la topología actual de la red presenta limitaciones en la transferencia eficiente de energía, lo que hace necesario un ajuste en la infraestructura para optimizar el flujo de potencia.

En general, el análisis del caso de estudio de Guayaquil revela que la red de subtransmisión requiere una expansión considerable en términos de líneas de transmisión y transformación de tensión para satisfacer la demanda promedio. A pesar de que las pérdidas totales en términos absolutos son mayores que en los escenarios del caso base, su proporción con respecto a la generación total es

menor, lo que indica una mayor eficiencia operativa. La recomendación de incluir tres subestaciones colectoras refuerza la necesidad de mejorar la distribución de carga y reducir concentraciones de flujo que podrían afectar la estabilidad y confiabilidad del sistema.

4.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA INTERMITENCIA EN LOS FLUJOS DE POTENCIA

El análisis de la intermitencia en la generación fotovoltaica se llevó a cabo utilizando el modelo VRES en Python, lo que permitió evaluar el impacto de la variabilidad de la fuente renovable sobre los flujos de potencia en la red eléctrica. Para ello, se analizaron los flujos en operación estable y bajo condiciones de contingencia, permitiendo comparar la redistribución de la carga en la red cuando una línea es desconectada. Éste estudio se realizó tanto en el caso base como en el caso de estudio de la red de subtransmisión de Guayaquil, con el objetivo de analizar cómo la intermitencia afecta redes con distintas configuraciones y niveles de demanda. Se trabajaron dos escenarios que representan diferentes niveles de variabilidad en la generación renovable:

Escenario 1: Representa un caso de alta intermitencia, donde la variabilidad en la generación renovable es pronunciada, generando fluctuaciones abruptas en la potencia inyectada a la red.

Escenario 2: Representa un caso de baja intermitencia, en el que la generación fotovoltaica mantiene un comportamiento más estable, reduciendo las variaciones en los flujos de potencia.

A continuación, se analizan los resultados obtenidos en ambos escenarios, comparando los efectos de la intermitencia en los flujos de potencia, su impacto en la estabilidad de la red y las diferencias observadas entre el caso base y la red de subtransmisión de Guayaquil. línea es desconectada.

Modelo VRES – Caso base – Escenario 1: Alta intermitencia

La gráfica presentada compara los flujos de potencia en operación estable y en condiciones de contingencia para dos escenarios que representan distintos niveles de intermitencia en la generación fotovoltaica.

El eje X de las gráficas representa los flujos de potencia en condiciones normales de operación, mientras que el eje Y muestra los flujos de potencia cuando una línea de transmisión es desconectada debido a una contingencia. La línea roja discontinua representa la referencia ideal (1:1), en la cual los flujos de potencia no cambiarían tras la contingencia. La dispersión de los puntos en torno a esta línea permite evaluar cómo la intermitencia en la generación afecta la redistribución de carga en la red.

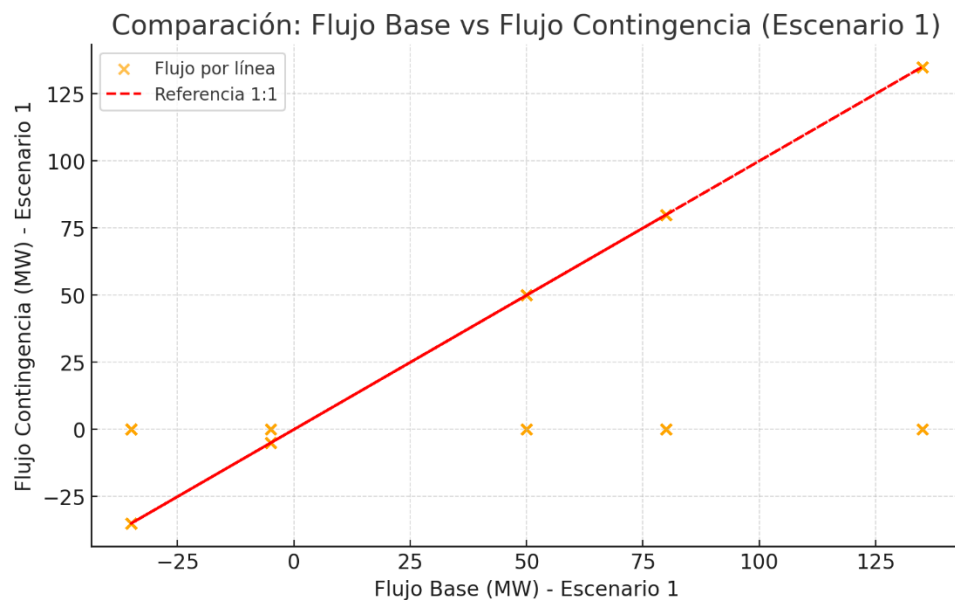


Figura 6. Gráfica Flujo base vs flujo contingencia (Escenario 1).

En el escenario de alta intermitencia, se observa una mayor dispersión de los puntos con respecto a la línea de referencia, lo que indica que la pérdida de una línea de transmisión genera variaciones significativas en los flujos de potencia. Este comportamiento sugiere que la red es más sensible a la variabilidad de la generación renovable, ya que la intermitencia provoca cambios abruptos en la disponibilidad de generación fotovoltaica, afectando la distribución de carga en la red.

Algunas líneas presentan inversiones de flujo, lo que implica que la dirección del flujo de potencia cambia cuando se produce la contingencia. Esto es indicativo de un sistema en el que la generación renovable está provocando redistribuciones de potencia no homogéneas, lo que puede derivar en sobrecargas en ciertas líneas o en un uso ineficiente de la infraestructura de transmisión.

Asimismo, se identifican puntos alejados de la referencia 1:1 en la gráfica, lo que indica que algunas líneas experimentan flujos de potencia considerablemente distintos tras la contingencia. Esto sugiere que, en un sistema con alta intermitencia, la respuesta de la red a una falla es menos predecible, lo que podría requerir estrategias adicionales de compensación, como la implementación de sistemas de almacenamiento o control avanzado del despacho de generación.

Modelo VERS – Caso base – Escenario 2: Baja intermitencia

En este caso, la gráfica 7 muestra que los puntos están más concentrados alrededor de la línea de referencia, lo que indica que la contingencia no altera significativamente los flujos de potencia. Esto sugiere que la red opera de manera más estable cuando la generación renovable no presenta variaciones abruptas.

Las líneas de transmisión mantienen un flujo más predecible, y la redistribución de carga tras la contingencia sigue un patrón más controlado y uniforme. No se observan tantas inversiones de flujo como en el escenario de alta intermitencia, lo que indica que el sistema es menos susceptible a cambios inesperados en la dirección de los flujos de potencia.

Sin embargo, aún existen algunas desviaciones, lo que sugiere que, aunque la baja intermitencia reduce la magnitud de las alteraciones en la red, la pérdida de una línea sigue teniendo un impacto en la redistribución de la carga. Este impacto, sin embargo, es mucho menor en comparación con el escenario de alta intermitencia, lo que demuestra que la estabilidad de la red mejora cuando la generación renovable opera de manera más constante.

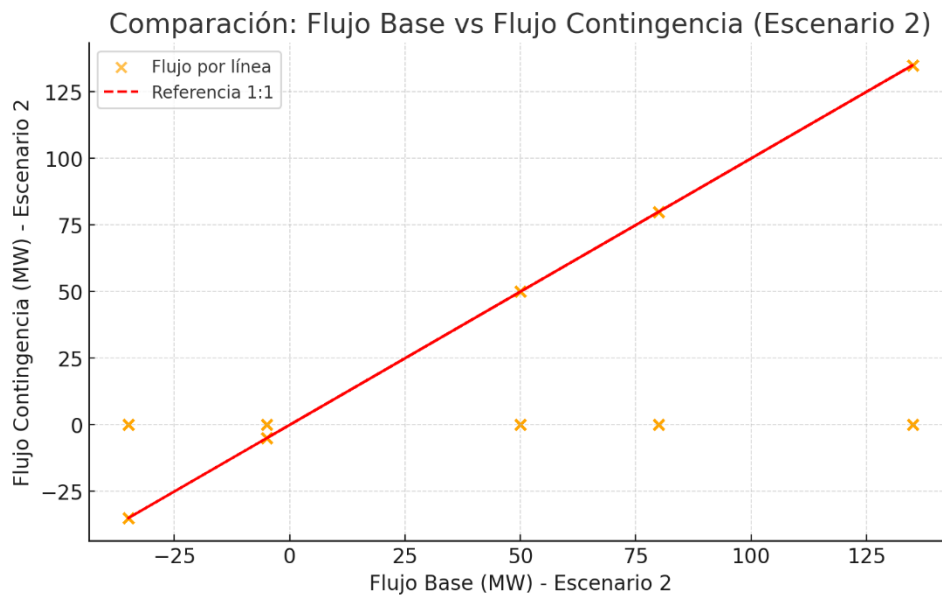


Figura 7. Gráfica Flujo base vs flujo contingencia (Escenario 2).

Comparación entre los dos escenarios

Los resultados evidencian diferencias significativas en la respuesta de la red ante contingencias en función de la variabilidad de la generación renovable. En el escenario de alta intermitencia, los flujos de potencia experimentan desviaciones pronunciadas respecto a la condición base, lo que indica que la red es más sensible a la pérdida de una línea cuando la generación renovable presenta fluctuaciones abruptas. Estas variaciones afectan la distribución de carga en la red, generando redistribuciones de potencia que no siempre siguen un patrón uniforme y que, en ciertos casos, provocan inversiones de flujo en algunas líneas. La inestabilidad introducida por la alta intermitencia sugiere que la red opera con mayor incertidumbre y que la compensación de carga ante contingencias se vuelve más impredecible, lo que podría derivar en sobrecargas en determinadas secciones del sistema.

En contraste, el escenario de baja intermitencia presenta una mayor estabilidad en los flujos de potencia tras la contingencia, con valores que se mantienen más cercanos a la condición base. La menor dispersión en los datos sugiere que la redistribución de carga es más controlada y homogénea, permitiendo que la red se adapte con mayor facilidad a la pérdida de una línea sin generar alteraciones significativas en los perfiles de flujo. Este comportamiento implica que, bajo condiciones de generación renovable más estables, la red es menos susceptible a

fluctuaciones inesperadas y la contingencia se gestiona con menor impacto en la estabilidad operativa.

La principal diferencia entre ambos escenarios radica en la capacidad del sistema para absorber y distribuir la carga de manera eficiente tras la pérdida de una línea mientras que en alta intermitencia la variabilidad de la generación obliga a ajustes más drásticos en los flujos de potencia, en baja intermitencia la respuesta del sistema es más predecible y menos exigente en términos de control y supervisión operativa.

Modelo VERS – Caso de estudio: Red de subtransmisión Guayaquil

Los resultados obtenidos en esta etapa permiten caracterizar la distribución probabilística de la demanda y la generación renovable en la red de subtransmisión de Guayaquil.

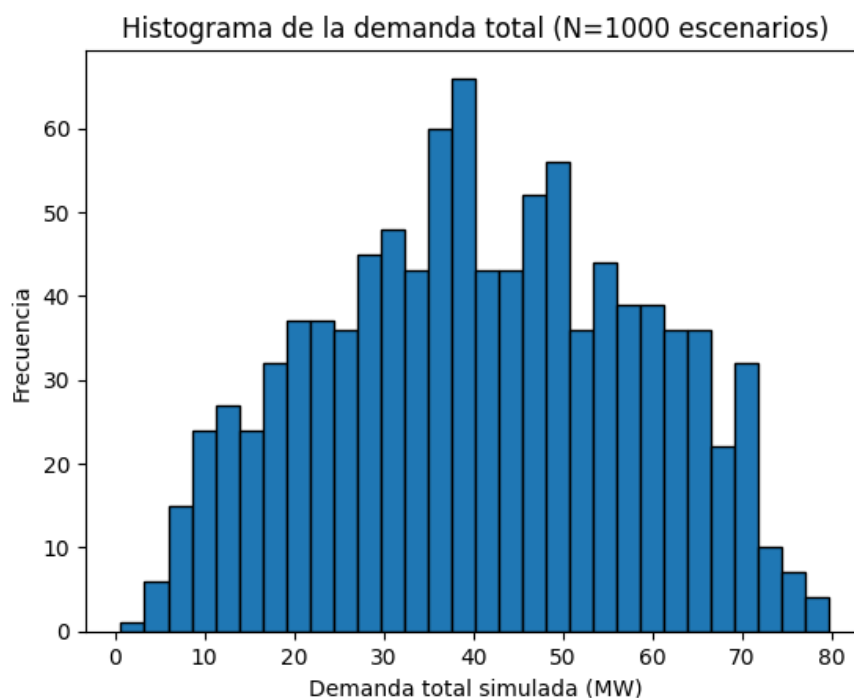


Figura 8. Histograma de la demanda total del caso de estudio.

La Figura 8 muestra el histograma de la demanda total simulada en los 1000 escenarios generados. Se observa una distribución con una media cercana a 40 MW, reflejando la variabilidad en el consumo energético del sistema.

Se calcularon los factores de generación para los nodos candidatos seleccionados, obteniendo una media de 0.191 y una varianza de 0.043 en cada nodo. Esto indica

una dispersión relativamente baja en la disponibilidad de generación fotovoltaica, lo que sugiere que el comportamiento de los escenarios generados es consistente con las condiciones climáticas del área de estudio.

Estos valores se calcularon a partir de la irradiancia obtenida de la base de datos de la NASA y las mediciones reales del inversor ubicado en el edificio del Rectorado de ESPOL. Específicamente, se consideraron los siguientes aspectos en la modelación:

Irradiancia solar simulada: Se obtuvo mediante un ajuste a una distribución gamma basada en los datos de irradiancia históricos, permitiendo representar la variabilidad de la radiación solar en el área de estudio.

Factor de generación fotovoltaica (VRES): Se determinó a partir de la potencia del inversor fotovoltaico simulada, la cual también fue modelada mediante una distribución gamma. Posteriormente, esta potencia se normalizó con respecto a la capacidad máxima del inversor (11.500 MW) para obtener un factor de generación representativo de las condiciones reales de operación del sistema.

Una diferencia fundamental entre el enfoque estocástico utilizado en este estudio y el enfoque determinístico del modelo PEST_1 usado en AMPL radica en la forma en que se modela la variabilidad de la generación renovable y la demanda mientras que un modelo determinístico considera valores fijos o condiciones promedio para estas variables, el enfoque estocástico permite capturar la incertidumbre inherente a la intermitencia de la fuente solar. Esto se logra mediante la generación de múltiples escenarios que representan distintas combinaciones posibles de demanda y disponibilidad de generación renovable, proporcionando una visión más realista de la operación del sistema en el tiempo. Como resultado, el modelo estocástico permite evaluar estrategias operativas más robustas, que consideran no solo un estado particular del sistema, sino una gama de posibles condiciones futuras.

Además, el uso de escenarios probabilísticos en la optimización multiperiodo introduce una ventaja clave frente a los enfoques determinísticos en la toma de decisiones estratégicas. Un modelo determinístico, al basarse en valores

promedio, puede subestimar los efectos de eventos extremos o condiciones adversas, lo que podría llevar a una planificación menos eficiente o incluso a la subutilización de los recursos de generación renovable. En cambio, el enfoque adoptado en este estudio, al emplear reducción de escenarios mediante el Fast-Forward Method, permite capturar la variabilidad con una representación computacionalmente eficiente. Esto no solo mejora la precisión del análisis técnico-económico, sino que también facilita la implementación de estrategias de operación que garanticen una mayor estabilidad y confiabilidad en la red de subtransmisión de Guayaquil frente a fluctuaciones en la generación fotovoltaica.

Modelo VERS – Caso de estudio GYE – Escenario 1: Alta intermitencia

En la Figura 9 se observa que, bajo alta intermitencia, se presentan mayores desviaciones respecto a la línea de referencia 1:1. Esto indica que las fluctuaciones en la generación renovable generan redistribuciones significativas en los flujos de potencia, lo que puede derivar en mayores riesgos operativos para la red. En particular, se identifican puntos donde el flujo en contingencia supera ampliamente el flujo base, lo que sugiere la presencia de sobrecargas en ciertas líneas de transmisión.

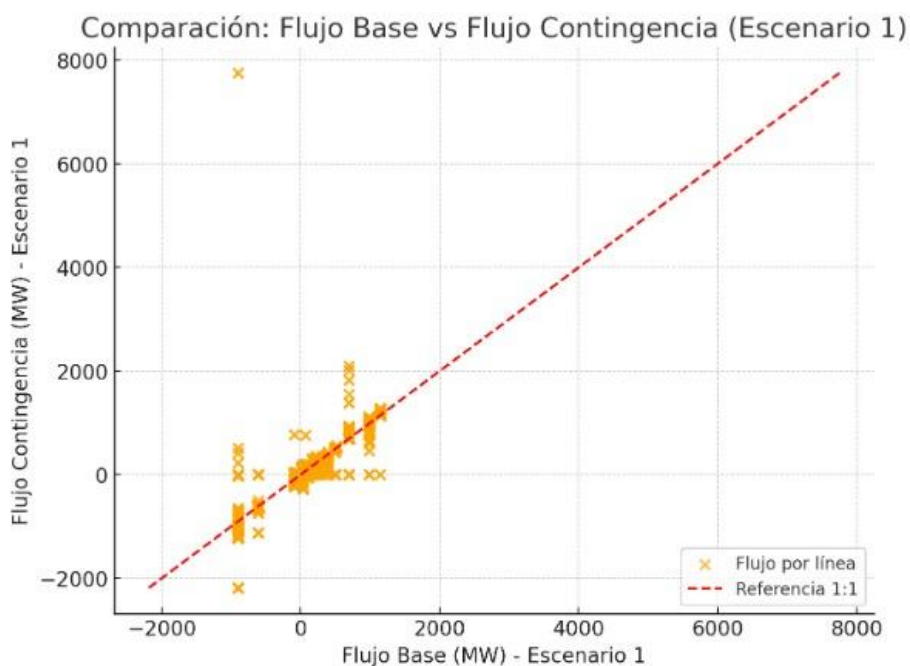


Figura 9. Comparación de flujo base vs flujo contingencia en caso de estudio.

Modelo VERS – Caso de estudio GYE – Escenario 2: Baja intermitencia

En la Figura 10, correspondiente al escenario de baja intermitencia, se observa una menor dispersión en comparación con el escenario 1. La mayoría de los puntos se encuentran alineados con la referencia 1:1, indicando que las variaciones en los flujos de potencia ante contingencias son más controladas. Esto sugiere que, con menores fluctuaciones en la generación renovable, la red opera en condiciones más estables y predecibles, reduciendo el riesgo de sobrecargas o inestabilidades en el sistema.

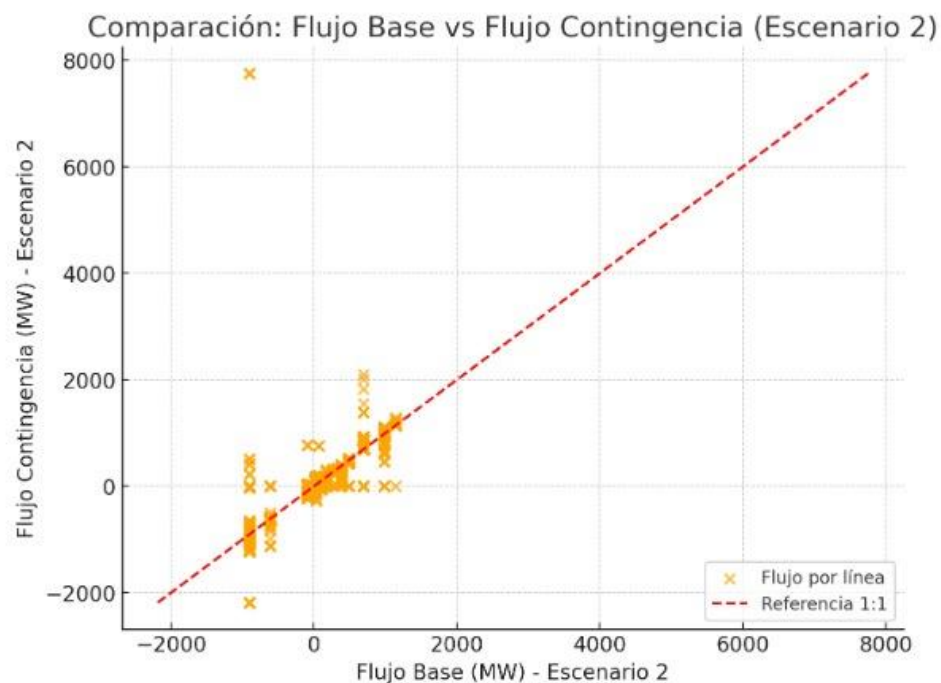


Figura 10. Comparación flujo base vs flujo contingencia en caso de estudio.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES

A partir del desarrollo de este estudio, el examen detallado de los datos y el análisis de los resultados obtenidos, se encontró hallazgos relevantes sobre la viabilidad técnico-económica de la integración de generación solar fotovoltaica de autoconsumo en redes de subtransmisión. Los resultados obtenidos, se presentan las siguientes conclusiones:

El estudio ha demostrado que la variabilidad de la generación renovable tiene un impacto significativo en la estabilidad operativa de la red de subtransmisión de Guayaquil. Los análisis de escenarios han permitido identificar que la intermitencia de la fuente solar genera fluctuaciones en el flujo de potencia, lo que conlleva la necesidad de incorporar estrategias de gestión de reservas y control de rampas para mitigar efectos adversos en la operación del sistema.

A diferencia de los modelos determinísticos, el enfoque basado en generación de escenarios y optimización multiperiodo permite capturar la variabilidad de la generación fotovoltaica de manera más realista. La metodología empleada, sustentada en un modelo estocástico, ha evidenciado que las evaluaciones de confiabilidad y seguridad operativa son más precisas al considerar múltiples condiciones de operación, permitiendo una planificación más robusta y adaptativa.

El análisis técnico-económico realizado con el modelo PEST_1 ha permitido evaluar el impacto de la integración renovable desde una perspectiva de costos de inversión y operación. Se ha evidenciado que, bajo una adecuada estrategia de integración y planificación, la generación solar fotovoltaica en la red de subtransmisión puede reducir costos operativos y contribuir a una mayor eficiencia en la utilización de los recursos energéticos. No obstante, la necesidad de infraestructura adicional para gestionar la intermitencia y las contingencias debe ser considerada dentro del diseño de mercado y regulación del sistema eléctrico.

6. RECOMENDACIONES

A partir de los hallazgos obtenidos en este estudio y con base en las limitaciones identificadas, se sugieren las siguientes recomendaciones para futuras investigaciones y aplicaciones prácticas:

Dado que la intermitencia de la generación solar representa un desafío significativo para la estabilidad del sistema, se recomienda incorporar modelos de predicción más avanzados en estudios futuros. La inclusión de metodologías de aprendizaje automático y análisis probabilístico podría mejorar la representación de la variabilidad de la irradiancia y su impacto en la red, permitiendo desarrollar estrategias más eficientes de despacho y almacenamiento energético.

Para mitigar los efectos de la intermitencia y garantizar una operación estable del sistema, se recomienda evaluar la viabilidad de integrar almacenamiento energético y mecanismos de respuesta a la demanda en la red de subtransmisión. La implementación de baterías y tecnologías de control de carga permitiría mejorar la flexibilidad operativa del sistema, optimizando la inyección de energía renovable sin comprometer la seguridad del suministro.

BIBLIOGRAFÍA

- Ababio, A. O., Takyi, G., & Anto, E. K. (2021). Optimum sizing and siting of an embedded solar photovoltaic generation: A case study of 33 kV sub-transmission network at Tarkwa, Ghana. *Journal of Power and Energy Engineering*, 1-20.
- Abdi, H., Moradi, M., & Lumbreras, S. (2021). Metaheuristics and transmission expansion planning: A comparative case study. *Energies*.
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). (2024). *Regulación Nro. ARCONEL-006/24: Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas interesadas en realizar la actividad de generación*. Ecuador: ARCONEL.
- AIMMS. (n.d.). *CPLEX Solver Documentation*. Obtenido de AIMMS: <https://documentation.aimms.com/platform/solvers/cplex.html>.
- Ali Q, & Al-Shetwi. (2022). Sustainable development of renewable energy integrated power sector: Trends, environmental impacts, and recent challenges. *Science of the Total Environment*.
- Alkahtani, A., Alfalahi, S., Athamneh, A., Al-Shetwi, A., Mansor, M., Hannan, M., & Agelidis, V. (2020). Power quality in microgrids including supraharmónics: issues, standards, and mitigation. *IEEE Access*, 127104-127122.
- AMPL Optimization Inc. (n.d.). *AMPL: A Mathematical Programming Language*. Obtenido de AMPL: <https://ampl.com/>
- Arbab-Zavar, B. P.-G. (2019). Smart inverters for microgrid applications: A review. *Energies*.
- ARCERNNR. (2023). *Regulación Nro. ARCERNNR-008/23*. Quito.
- Ayuwu, A. (2020). *A multi-stage stochastic model for production planning using onsite renewable generation with prosumer approach*. Texas State University.
- Bahmani-Firouzi, B., Farjah, E., & Azizipanah-Abarghooee, R. (2013). An efficient scenario-based and fuzzy self-adaptive learning particle swarm optimization approach for dynamic economic emission dispatch considering load and wind power uncertainties. *Energy*, 232-244.
- Bakhshi Yamchi, H. S. (2021). A multi-objective mixed integer linear programming model for integrated electricity-gas network expansion planning considering the impact of photovoltaic generation. *Energy*.

- Bakirtzis, G., Biskas, P., & Chatziathanasiou. (2012). Generation expansion planning by milp considering mid-term scheduling decisions. *Electric Power System Research*, 98-112.
- Bank, J. M. (2013). *High penetration photovoltaic case study report*. National Renewable Energy Laboratory.
- Baringo, L. &. (2018). A stochastic adaptive robust optimization approach for the generation and transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 792-802.
- Batalla-Bejerano, & Trujillo-Baute, E. (2016). Impacts of intermittent renewable generation on electricity system costs. *Energy Policy*, 411-420.
- Becerra Yáñez, F. (2011). *Gestión de la red de subtransmisión*. Santiago: Universidad de Chile.
- Bhattarai, S., Karki, R., & Piya, P. (2019). Reliability and economic assessment of compressed air energy storage in transmission constrained wind integrated power system. *J Energy Storage*.
- Brown, T., Hörsch, J., & Schlachtberger, D. (2017). Python for power system analysis (PyPSA): Free software for planning energy systems with high shares of renewables. *Proceedings of the 1st International Conference on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India*, (págs. 6-8). New Delhi.
- Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., Sumper, A., & Boix-Aragones, O. (2017). Active power control in a hybrid PV-storage power plant for frequency support. *Sol. Energy*, 49-62.
- Bynum, M., Hackebeil, G., Hart, W., Laird, C., Nicholson, B., Sirola, J., . . . Woodruff, D. (2021). *Pyomo-Optimization Modeling in Python*. Springer.
- Caio dos Santos, Rider, M. J., & Lyra, C. (2021). Optimized integration of a Set of Small Renewable Source Into a Bulk Power System. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEM*, 248-260.
- CAT Projects & Australian Renewable Energy Agency (ARENA). (2015). *Investigating the impact of solar variability on grid stability*. Australian Renewable Energy Agency.
- CELEC. (2024). *Estudio de Potencia Solar Fotovoltaico del Ecuador*. Quito: CELEC.
- CENACE. (2023). *Informe Anual*. Quito.
- Chang, R. B.-H. (2021). Solar power generation prediction based on deep learning. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*.

- Clay, R. L. (1997). A disaggregation algorithm for the optimization of stochastic planning models. *Computers & Chemical Engineering*, 751-774.
- COIN-OR. (n.d.). *IPOPT (Interior Point OPTimizer)*. Obtenido de COIN-OR: <https://coin-or.github.io/lpopt/>
- Dhoke, A., Sharma, R., & Saha, T. K. (2018). *PV module degradation analysis and impact on settings of overcurrent protection devices*. Solar Energy.
- Dirección Nacional Jurídica. (2024). *Ley Organiza de Competitividad Energética*. Quito: Departamento de Normativa y Consultas.
- Ela, E., Diakov, V., Ibanez, E., & Heaney, M. (2013). *Impacts of Variability and Uncertainty in Solar Photovoltaic Generation at Multiple Timescales*. National Renewable Energy Laboratory.
- Fatima, S. P. (2020). Review on the PV hosting capacity in distribution networks. *Energies*.
- Faza, A. (2018). A probabilistic model for estimating the effects of photovoltaic sources on the power systems reliability. *Reliab Eng Syst*, 67-77.
- Feldmann, D., & de Oliveira, R. V. (2021). Operational and control approach for PV power plants to provide inertial response and primary frequency control support to power system black-start. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*.
- Firouzi, M., Samimi, A., & Salami, A. (2022). Reliability evaluation of a composite power system in the presence of renewable generations. *Reliability Engineering and System Safety*, 1-15.
- Flowers, M., Smith, M., Parsekian, A., Boyuk, D., McGrath, J., & Yates, L. (2016). Climate Impacts on the cost of solar energy. *Energy Policy*, 264-273.
- Fourer, R., Gay, D., & Kernighan, B. (1989). AMPL: A Mathematical Programming Language. *Algorithms and Model Formulations in Mathematical Programming*. Heidelberg: 1989 Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Garver, L. (1970). Transmission Network Estimation Using Linear Programming. *IEEE Tran. on Power Apparatus and Systems*, 1688-1696.
- Gómez, S., & Olmos, L. (2024). Coordination of generation and transmission expansion planning in a liberalized electricity context — coordination schemes, risk management, and modelling strategies: A review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*.

- Hren, J. F. (2008). Optimistic planning of deterministic systems. En S. L. Girgin, *Recent advances in reinforcement learning. EWRL 2008*. Berlin, Heidelberg: Springer.
- Icaza-Alvarez, D., Jurado, F., Flores, C., & Reivan Ortiz, G. (2023). Ecuadorian electrical system: Current status, renewable energy and projections. *Heliyon*, 1-18.
- Inca Yajamin, G., Cabrera Carrión, D., Villalta Gualán, D., Cabrera Carrión, H., & Bautista Zurita, R. (2023). Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 1-17.
- International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme. (2020). *Communication and control for high PV penetration under smart grid environment: Overview on control strategies and communications technologies*. International Energy Agency.
- International Renewable Energy Agency. (2021). IRENA Renewable Power Capacity Growth.
- Jia, H., Liu, D., Li, Y., Ding, Y., Liu, M., & Peng, R. (2020). Reliability evaluation of power systems with multi-state warm standby and multi-state performance sharing mechanism. *Reliab Eng Sys*.
- Krishnan, V. H. (2016). Co-optimization of electricity transmission and generation resources for planning and policy analysis: Review of concepts and modeling approaches. *Energy Systems*, 297–332.
- Levy, A., Messina, D., & Contreras Lisperguer, R. (2021). *"Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe" Documentos de proyectos*. Santiago: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Liu, Y. H. (2019). Review and applications of virtual synchronous machines technologies. *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)* (págs. 593-598). IEEE.
- Lu, R. D. (2020). Multi-stage stochastic programming to joint economic dispatch for energy and reserve with uncertain renewable energy. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (págs. 1140-1151). IEEE.
- Lyu, X., & Xie, J. (2023). *An overview of inverter-based resource interconnection standards*. Pacific Northwest National Laboratory.

- Mahmood, D., Javaid, N., Ahmed, G., Khan, S., & Monteiro, V. (2021). A review on optimization strategies integrating renewable energy sources focusing uncertainty factor-Paving path to eco-friendly smart cities. *Sustainable Computing: Informatics and Systems*, 1-19.
- Micheli, G. V. (2023). A two-stage stochastic MILP model for generation and transmission expansion planning with high shares of renewables. *Energy Systems*, 663-705.
- Mohamed, S. R. (2017). Investigation on the impact of high-penetration of PV generation on transient stability. *2017 IEEE International Conference on Intelligent Techniques in Control, Optimization and Signal Processing (INCOS)*, 1-6.
- Mohammadi-ivatloo, B., Rabiee, A., & Ehsan, M. (2012). Imperialist competitive algorithm for solving non-convex dynamic economic power dispatch. *Energy*, 228-240.
- Molina-García, A., Hansen, D., Muljadi, E., Gevorgian, V., Fortmann, J., & Gomez-Lazaro, E. (2017). International requirements for large integration of renewable energy sources. *Renew. Energy sources*, 29-57.
- Munkhchuluun, E., Meegahapola, L., & Vahidnia, A. (2017). Impact on rotor angle stability with high solar-PV generation in power networks. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, (págs. 1-6).
- Muñoz-Delgado, G. C. (2021). Integrated transmission and distribution system expansion planning under uncertainty. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4113-4125.
- Narang, D. (2021). Highlights of IEEE Standard 1547-2018 implementation considerations. *Global Power System Transformation Consortium Webinar*.
- Ndlela, N. W. (2024). Comprehensive analysis of approaches for transmission network expansion planning. *IEEE Access*, 195778-195815.
- Neexgent. (8 de Enero de 2025). *Neexgent*. Obtenido de Does solar power disrupt grid frequency?: <https://www.neexgent.com/article/does-solar-power-disrupt-grid-frequency.html#:~:text=Does%20Solar%20Power%20Disrupt%20Grid,cloud%20cover%2C%20can%20cause>
- O'Connell, N. P. (2014). Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 686-699.

- Oscullo Lala, J., Carvajal Mora, H., Orozco Garzón, N., Vega, J., & Ohishi, T. (2024). Examining the Evolution of Energy Storing in the Ecuadorian Electricity System: A Case Study (2006-2023). *Energies*.
- Østergaard, P. A., Duic, N., Noorollahi, Y., Mikulcic, H., & Kalogirou, S. (2020). Sustainable development using renewable energy technology. *Renewable Energy*, 2430-2437.
- Oteng, D., Zuo, J., & Sharifi, E. (2021). A scientometric review of trends in solar photovoltaic waste management research. *Sol. Energy*, 545-562.
- Palmintier, B., & Webster, M. (2011). Impact of unit commitment constraints on generation expansion planning with renewables. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1-7.
- Parthasarathy, C. K. (2022). Distributed generation, storage and active network management. En *Deregulated electricity structures and smart grids* (pág. 29). CRC Press.
- Pérez-Arriaga, I., & Batlle, C. (2012). Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation. *Economic of Energy & Environmental Policy*, 3-18.
- Rahmaniani, R. C. (2017). The Benders decomposition algorithm: A literature review. *European Journal of Operational Research*, 801-817.
- Ranjbar, H. K. (2021). *Maximizing the utilization of existing grids for renewable energy integration*. Obtenido de SSRN: <https://ssrn.com/abstract=3963603>
- Ranjbar, H., Mostafa, K., Nima, A., Zareipour, H., & Hosseini, S. (2022). Maximizing the utilization of existing grids for renewable energy integration. *Renewable Energy*, 618-629.
- RENA. (2020). Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050. *RENA*.
- Rodgers, C. (1984). *Fast start system for a 200-kW gas turbine generator set*. SAE Technical Paper.
- Sai, S., & Kumar, L. A. (2015). *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems*. Springer.
- Santos, C. (2020). *Integração de um conjunto de pequenas fontes renováveis a sistemas elétricos interligados*. Universidade Estadual de Campinas.
- Schott, L. (2023). *The value of flexibility in electricity markets*. Innsbruck: Leopold-Franzens-Universität Innsbruck.

- Song, G., Cao, B., & Chang, L. (2022). Review of grid-forming inverters in support of power system operation. *Chinese Journal of Electrical Engineering*.
- Sorouch, M., & Fuller, J. D. (2014). Accuracies of optimal transmission switching heuristics based on DCOPF and ACOPF. *IEEE Transactions on Power Systems*, 924-932.
- Soto, J. C. (2017). *Unit Commitmen Estocástico con restricciones de transmisión: Chile frente a un escenario de alta penetración eólica y solar*. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Tabrizian, S. (2019). Technological innovation to achieve sustainable development—Renewable energy technologies diffusion in developing countries. *Sustainable Development*, 537-544.
- Vera, E. G. (2023). Two-stage stochastic optimization model for multi-microgrid planning. *IEEE Transactions on Smart Grid* (págs. 1723-1735). IEEE.
- Vilaça Gomes, P., & Tomé Saraiva, J. (2019). State-of-the-art of transmission expansion planning: A survey from restructurin to renowable and distributed electricity markets. *Electrical Power and Energy Systems*, 411-424.
- Wan, C., Zhao, J., Song, Y., Xu, Z., Lin, J., & Hu, Z. (2015). Photovoltaic and solar power forecasting for smart grid energy management. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 38-46.
- Watson, J., & Woodruff, D. (2011). Progressive hedging innovations for a class of stochastic mixed-integer resource allocation problems. *Computational Management Science*, 355-370.
- Wettengel, J. (14 de Agosto de 2024). *Clean Energy Wire*. Obtenido de Clean Energy Wire: <https://www.cleanenergywire.org/news/tackling-grid-challenges-increasingly-important-german-solar-pv-booms-report#:~:text=and%20year%20currently%20lead%20to,at%20the%20distribution%20grid%20level>
- Yang, X., Yang, Y., Liu, Y., & Deng, Z. (2020). A reliability assessment approach for electric power systems considering wind power uncertainty. *IEEE Access* , 12467-12478.
- Yehia, M., Allam, D., & Zobaa, A. F. (2022). A novel hybrid fuzzy-metaheuristic strategy for estimation of optimal size and location of the distributed generators. *Energy Reports*, 12408-12425.

Yurtseven, K. &. (2022). Influence of inherent characteristic of PV plants in risk-based stochastic dynamic substation expansion planning under MILP framework. *IEEE Transactions on Power Systems*, 750-763.

Yurtseven,, K., & Karatepe, E. (2022). Influence of inherent characteristic of PV plants in risk-based stochastic dynamic substation expansion planning under MILP framework. *IEEE Transactions on Power Systems*, 750-763.

Zarco, J. (6 de Julio de 2021). *PV Magazine México*. Obtenido de PV Magazine México: <https://www.pv-magazine-mexico.com/2021/07/06/saturacion-en-lineas-de-transmision-y-generacion-de-energia-intermitente-en-exceso-el-origen-del-problema-electrico-en-tamaulipas/>

Zhan, J. C. (2017). A fast solution method for stochastic transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4684-4695.

ANEXOS

<i>Nodo</i>	<i>Tipo</i>	<i>Carga</i> <i>(cg)</i>	<i>P_d</i>	<i>Q_d</i>	<i>P_{gmax}</i>	<i>Q_{gmax}</i>	<i>Q_{gmin}</i>	<i>T_{sc}</i>	<i>V_{gd}</i>
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	5	0	0	0	0	22	1
13	0	0	5	0	0	0	0	22	1
14	0	0	5	0	0	0	0	22	2
15	3	250	15	0	50	50	-50	22	5

Anexo 1. Parámetros de los puntos candidatos del caso base.

<i>Línea</i>	<i>S_{maxl} [MW]</i>	<i>Distancia [km]</i>
1	20	56.56
15	20	128.06
2	20	63.25
3	20	60.00
4	20	63.25
5	20	72.11
6	20	44.72
7	20	40.00
8	20	44.72
9	20	28.28
10	20	20.00
11	20	28.28
15	20	141.42
2	20	121.66
3	20	101.98
4	20	82.46
5	20	63.25
6	20	126.49

Anexo 2. Parámetros de las líneas de transmisión del caso base parte 1.

<i>Línea</i>	<i>S_{maxl} [MW]</i>	<i>Distancia [km]</i>
7	20	107.70
8	20	89.44
9	20	134.16
10	20	116.62
11	20	100.00
15	20	200.99
1	20	72.11
2	20	89.44
3	20	107.70
4	20	126.49
5	20	145.60
6	20	100.0
7	20	116.62
8	20	134.16
9	20	113.14
10	20	128.06
11	20	144.22

Anexo 3. Parámetros de las líneas de transmisión del caso base parte 2.

Nodo	Ubicación
1	Chongón
2	Planta Electroquil
3	Cerro Blanco
4	Nueva Prosperina (Transelectric)
5	Belo Horizonte
6	Salitral (Transelectric)
7	Mi Lote
8	Flor de Bastión
9	El Fortín
10	Planta Termo Eléctrica Aníbal Santos
11	Planta Termo Eléctrica Álvaro Tinajero
12	Trinitaria
13	Padre Canals
14	Puerto Liza
15	La Torre
16	Los Ceibos
17	Cumbres
18	Mapasingue
19	Parque California
20	El Sauce
21	Germania
22	Safando
23	Pascuales (Transelectric)
24	Portuaria
25	Guasmo
26	Universo
27	Pradera
28	Esmeraldas
29	Caraguay (Transelectric)
30	Huancavilca
31	Boyacá
32	Bien Público
33	Kennedy Norte
34	América
35	Alborada 2
36	Alborada 1

Anexo 4. Nodos de las S/Es del caso de estudio parte 1.

Nodo	Ubicación
37	<i>Lotes de Alegría</i>
38	<i>Samanes</i>
39	<i>Vergeles</i>
40	<i>Orquídeas</i>
41	<i>Mucho Lote</i>
42	<i>Guayacanes</i>
43	<i>Garzota</i>
44	<i>Ayacucho</i>
45	<i>Puerto Santa Ana</i>
46	<i>Atarazana</i>
47	<i>Astillero</i>
48	<i>Garay</i>
49	<i>Trinitaria (Transelectric)</i>
51	<i>Orellana (Transelectric)</i>

Anexo 5. Nodos de las S/Es del caso de estudio parte 2.

Nodo	Tipo	Carga (cg)	P_d	Q_d	P_{gmax}	Q_{gmax}	Q_{gmin}	T_{sc}	V_{gd}
1	0	0	0	0.0	0	0	0	22	3
2	0	0	0	0.0	0	0	0	22	3
3	0	0	0	5.0	0	0	0	0	3
4	3	250	12	0.0	420	120	-120	0	3
5	0	0	0	2.8	0	0	0	0	3
6	3	250	0	0.0	960	280	-280	0	3
7	0	0	9	2.5	0	0	0	0	3
8	0	0	8	2.2	0	0	0	0	3
9	0	0	10	3.0	0	0	0	0	3
10	3	0	0	0.0	135	40	0	0	3
11	3	0	0	0.0	75	22	0	0	3
12	0	0	-4	0.0	0	0	0	22	3
13	0	0	12	3.3	0	0	0	0	3
14	0	0	11	3.2	0	0	0	0	3
15	0	0	13	3.5	0	0	0	0	3
16	0	0	-9	0.0	0	0	0	22	3
17	0	0	10	2.8	0	0	0	0	3
18	0	0	11	3.1	0	0	0	0	3
19	0	0	9	2.5	0	0	0	0	3
20	0	0	10	2.8	0	0	0	0	3
21	0	0	11	3.0	0	0	0	0	3
22	0	0	9	2.6	0	0	0	0	3
23	3	250	15	0.0	580	170	-170	0	3
24	0	0	10	2.8	0	0	0	0	3
25	0	0	14	3.8	0	0	0	0	3
26	0	0	12	3.3	0	0	0	0	3
27	0	0	15	4.1	0	0	0	0	3
28	0	0	14	3.9	0	0	0	0	3
29	3	250	15	0.0	210	60	-60	0	3
30	0	0	8	2.4	0	0	0	0	3
31	0	0	10	2.8	0	0	0	0	3
32	0	0	11	3.1	0	0	0	0	3
33	0	0	10	2.7	0	0	0	0	3
34	0	0	13	3.6	0	0	0	0	3
35	0	0	9	2.5	0	0	0	0	3
36	0	0	14	3.9	0	0	0	0	3
37	0	0	13	3.6	0	0	0	0	3
38	0	0	13	3.6	0	0	0	0	3
39	0	0	13	3.6	0	0	0	0	3
40	0	0	13	3.6	0	0	0	0	3
41	0	0	12	3.4	0	0	0	0	3
42	0	0	11	3.2	0	0	0	0	3
43	0	0	10	2.9	0	0	0	0	3

Anexo 6. Parámetros de los puntos candidatos del caso de estudio parte 1.

Nodo	Tipo	Carga (cg)	P_d	Q_d	P_{gmax}	Q_{gmax}	Q_{gmin}	T_{sc}	V_{gd}
44	0	0	14	3.7	0	0	0	0	3
45	0	0	12	3.3	0	0	0	0	3
46	0	0	11	3.1	0	0	0	0	3
47	0	0	10	2.8	0	0	0	0	3
48	0	0	9	2.5	0	0	0	0	3
49	3	250	16	0.0	220	65	-65	0	3
50	3	250	15	0.0	140	40	-40	0	3

Anexo 7. Parámetros de los puntos candidatos del caso de estudio parte 2.

Línea	S_{maxl} [MW]	Distancia [km]
2	200	4.5
5	60	8.0
10	60	10.0
10	60	8.0
8	60	4.0
9	60	1.0
18	60	10.0
37	60	15.0
38	60	18.8
10	80	2.0
11	80	2.0
19	60	10.0
15	60	8.5
16	60	10.5
17	60	7.9
30	60	11.2
31	60	12.5
32	60	9.8
45	60	18.71
46	60	19.5
13	60	12.5
14	60	7.5
48	60	14.5
7	60	3.5
20	60	15.0
21	60	3.5
22	60	2.5
39	60	4.5
40	60	5.5

Anexo 8. Parámetros de las líneas de transmisión del caso de estudio parte 1.

<i>Línea</i>	<i>Smaxl [MW]</i>	<i>Distancia [km]</i>
41	60	8.8
42	60	10.5
12	60	4.5
24	60	8.5
27	60	19.4
25	80	14.5
26	60	8.9
28	60	9.5
44	60	11.1
47	60	7.5
33	60	12.4
34	60	9.5
35	60	9.8
36	60	8.8
43	60	10.2
49	200	0.2
6	500	0.2
51	500	0.2
10	200	0.2

Anexo 9. Parámetros de las líneas de transmisión del caso de estudio parte 2.