

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad mención en Redes Eléctricas Inteligentes

Propuesta de un modelo de Planificación óptima de redes inteligentes (Smart Grids) incluyendo integración eficiente de recursos energéticos distribuidos (DER), aplicada a una red de Distribución de la CENTROSUR

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención en Redes Eléctricas Inteligentes.

Autor:

Luis Ricardo Villacrés Enríquez

Director:

Patricio Antonio Pesántez Sarmiento

ORCID:  0000-0001-9086-5240

Cuenca, Ecuador

2024-11-06

Resumen

La red se ha abrumado con eventos climáticos extremos que han ocurrido con mayor frecuencia, con la única solución práctica que ha permitido desenergizar las líneas e interrumpir el suministro de energía a muchos clientes. Los recientes avances en la red de distribución, incluida la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) y microrredes, brinda medios potenciales para mejorar la resiliencia operativa de la red. Por esta razón, en esta tesis se planteó desarrollar una Metodología de Planificación de la Distribución Eléctrica considerando la integración eficiente de Recursos de Energía Distribuida (DER), especialmente lo relacionado con estaciones de carga para vehículos eléctricos, cocinas de inducción y generación distribuida. La misma que se apoyó en Modelos Estocásticos, Técnicas de Optimización, en Sistemas de Información Geográfico, y Sistemas de Análisis Técnico, con el fin de optimizar la inversión y realizar una adecuada operación de la red eléctrica. En esta Planificación de expansión, se definió un tiempo a largo plazo con un número de proyección de vehículos eléctricos, el cual se dividió por medio de escenarios, en donde se obtuvo la ubicación óptima, la capacidad y el número tanto de puestos de carga rápida como de generación distribuida instalada en media tensión del alimentador, es decir, se analizó el funcionamiento de expansión de la red inteligente. Esta metodología se aplicó en una red de prueba y luego a un caso de uso de la red de la Empresa Eléctrica CENTROSUR, así mismo, se planteó alternativas para evaluar y tomar la mejor decisión.

Palabras clave del autor: planificación, electrolinera, fotovoltaica, vehículo eléctrico, optimización por enjambre de partículas



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

The grid has been overwhelmed with extreme weather events occurring with increasing frequency, with the only practical solution being to de-energize lines and interrupt power supply to many customers. Recent advances in the distribution grid, including the integration of Distributed Energy Resources (DER) and Microgrids, provides potential means to improve the operational resilience of the grid. For this reason, in this thesis it was proposed to develop an Electric Distribution Planning Methodology considering the efficient integration of Distributed Energy Resources (DER), especially related to Charging Stations for Electric Vehicles, Induction Stoves and Distributed Generation. It was supported by Stochastic Models, Optimization Techniques, Geographic Information Systems, and Technical Analysis Systems, in order to optimize the investment and perform an adequate operation of the electric grid. In this new expansion planning, a long-term time frame was defined with a projected number of electric vehicles, which was divided by means of scenarios, where the optimal location, capacity and number of Fast Charging Stations and Distributed Generation installed in the feeder's medium voltage were obtained, that is, the expansion operation of the Smart Grid was analyzed. This methodology was applied to a test network and then to a use case of the network of Empresa Electrical Regional CENTROSUR, and some alternatives were proposed to evaluate and make the best decision.

Author Keywords: planning, electric power station, photovoltaic, electric vehicle, particle swarm optimization



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

1	Introducción	14
1.1	Antecedente.....	14
1.2	Justificación	15
1.3	Alcance.....	16
1.4	Objetivos.....	17
1.4.1	Objetivo general.....	17
1.4.2	Objetivos específicos	17
1.5	Contenido	17
2	Estado del arte: metodología de planificación de redes inteligentes	19
2.1	Introducción	19
2.2	Redes Inteligentes (Smart Grids).....	21
2.3	Evolución hacia las redes inteligentes.....	23
2.4	Modelo conceptual de redes Inteligentes	25
2.5	Recurso energético distribuido.....	26
2.5.1	Generación y almacenamiento distribuido.	27
2.5.2	Estación de carga de vehículo eléctrico distribuido	29
2.6	Tipos de tecnologías distribuidas en las redes eléctricas	30
2.6.1	Tecnologías de generación.....	31
2.6.2	Tecnologías para sistema de almacenamiento de energía eléctrica	31
2.6.3	Tecnologías de estaciones de carga de vehículos eléctricos	32
2.7	Red inteligente sobre el dominio de distribución.	36
2.8	Previsión de la demanda en el sistema de distribución con recursos energéticos distribuidos.	39
2.9	Modelo de planificación.	40
2.10	Planificación de redes inteligentes en el sistema de distribución.....	41
2.11	Modelamiento matemático	43
2.12	Problemas de Optimización.	46
2.12.1	Problemas de optimización de redes inteligentes en el sistema de distribución 47	
2.13	Técnicas de Optimización.	48
2.13.1	Modelos de optimización clásica.....	48
2.13.2	Algoritmo de optimización.....	48
3	Antecedentes teóricos: modelos estocásticos, teoría de probabilidad, cadena de Márkov, modelo de cola y simulación.	50
3.1	Introducción	50

3.2	Modelos estocásticos.....	51
3.2.1	Procesos de estados discretos	52
3.2.2	Procesos de estado continuo.....	53
3.2.3	Características de un proceso estocásticos	53
3.3	Teoría de probabilidad	55
3.4	Eventos.....	55
3.5	Distribución de probabilidad.....	56
3.5.1	Distribuciones de probabilidad discreta.....	57
3.5.2	Distribuciones de probabilidad continua.....	57
3.6	Cadenas de Márkov.....	59
3.6.1	Cadenas de Márkov en el estado y en el tiempo discretas.....	60
3.6.2	Cadenas de Márkov en el estado y en el tiempo continuas.....	61
3.7	Teoría de colas	62
3.7.1	Probabilidad del proceso de llegada y mecanismo de servicio.....	63
3.7.2	Modelos de colas.....	63
3.7.3	Costos del mecanismo de servicio y proceso de espera.....	64
3.8	Simulación	65
3.8.1	Simulación de Montecarlo.....	66
3.8.2	Simulación de evento discreto	66
3.8.3	Simulación de evento continuo	67
4	Metodología de planificación en base a modelos estocásticos y técnicas de optimización.....	68
4.1	Introducción	68
4.2	Descripción de la metodología	69
4.3	Propuesta de modelo de planificación de red inteligente	70
4.4	Etapas 1: Datos de ingreso.....	72
4.5	Etapas 2: Modelo de demanda y generación.....	74
4.5.1	Modelo estocástico de usuarios finales.....	74
4.5.2	Modelo de Generación Distribuida	80
4.6	Etapas 3: Integración de los recursos energéticos distribuidos.....	82
4.7	Estados de carga de vehículos eléctricos	84
4.8	Optimización y decisión estocástica de los costos totales.....	84
4.8.1	Propuesta del Modelo Matemático.....	84
4.8.2	Cálculo de costo de pérdidas técnicas.....	89
4.8.3	Optimización por enjambre de partículas (PSO)	90
4.9	Propuesta de uso de software para la elaboración de la planificación.....	91

5	Aplicación de la metodología de planificación en un caso de uso de la Centrosur	94
5.1	Introducción	94
5.2	Sistema de prueba para evaluar algoritmo PSO	95
5.3	Escenario para evaluar algoritmo PSO	96
5.3.1	Resultados de caso base.....	96
5.3.2	Uso del algoritmo PSO en los resultados del caso base	97
5.3.3	Evaluación de PSO integrando estaciones de carga rápida y aumento en la demanda en usuario final.....	99
5.4	Aplicación de estudio Alimentador 0424	105
5.4.1	Integración de recurso energético distribuido.....	105
5.4.2	Cuantificación técnica de los recursos energéticos distribuidos para el caso de estudio. 107	
5.4.3	Caso base, red actual.	109
5.4.4	Resultado de cantidad y ubicación de estaciones de carga rápida	112
5.4.5	Resultados de cantidad y ubicación de generación distribuida	120
5.5	Comparación técnico y económico de los resultados.....	125
6	Conclusión, Discusión y Recomendación	132
6.1	Discusión y Conclusiones	133
6.2	Recomendaciones	134
6.3	Propuesta para trabajos futuros.....	135
Anexos		142

Índice de figuras

Figura 2.1. Integración de redes inteligentes (EPRI, 2022)	23
Figura 2.2. Red eléctrica tradicional	24
Figura 2.3. Modernización de redes eléctricas	25
Figura 2.4. Modelo conceptual de la red inteligente, NIST (Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D, 2021)	26
Figura 2.5. Visión general del dominio de Distribución, NIST (Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D, 2021)	37
Figura 2.6. Problemas de optimización (Christian Blum, 2021)	47
Figura 3.1. Clasificación de procesos estocásticos (Montes F, 2007)	52
Figura 3.2. Clasificación de procesos estocásticos de Poisson ($\alpha, \beta, a, b, \omega$ son constantes) (Carlos J. Zapata, 2010)	54
Figura 3.3. Diagrama de transición de dos estados (Carlos J. Zapata, 2010).	60
Figura 3.4. Cadenas de Márkov Discreta (Carlos J. Zapata, 2010)	60
Figura 3.5. Cadena de Márkov continua (Carlos J. Zapata, 2010).....	61
Figura 3.6. Análisis de costos de un sistema de cola (Santiago Fernández, 2015)	65
Figura 4.1 Propuesta del Tipo de planificación.....	71
Figura 4.2. Planificación de red inteligente integrando eficientemente los recursos energéticos distribuidos	72
Figura 4.3. Procedimiento para obtener un modelo basado en probabilidades	73
Figura 4.4. Estudio con datos reales de uso EVSE Modo 2 (Daho National Laboratory and US Department of Energy, 2015)	75
Figura 4.5. Estudio estadístico del comportamiento de consumo de 20 usuarios con cocina de inducción.....	75
Figura 4.6. Factor de coincidencia con 300 usuarios con cocina de inducción.....	77
Figura 4.7. Curva de potencia de demanda horaria con 50 cocinas de inducción	78
Figura 4.8. Factor de coincidencia con 300 usuarios con estaciones de carga Residencial de 7.4kW (220V con sistema trifásico o 240V en sistema Monofásico- 2F3H-2F2H)).	79
Figura 4.9 Curva de potencia horaria y pliego tarifario con 50 estaciones de carga residencial (220V-240V, 2F2H,2F3H)	80
Figura 4.10. Generación fotovoltaica a las 13:00 horas con 2000 simulaciones de Montecarlo	81
Figura 4.11. Generación Eólica aleatoria a las 12:00 horas con 2000 simulaciones de Montecarlo	82
Figura 4.12. Diagrama de flujo del planeamiento a largo plazo integrando eficientemente los recursos energéticos distribuidos	83

Figura 4.13. Propuesta de Software para la elaboración de la Planificación	92
Figura 5.1 Sistema de prueba 13 nodos de la IEEE	96
Figura 5.2 Resultados del caso base de la red de prueba 13 nodos IEEE	96
Figura 5.3. Resultado de Capacidad de Integración por flujo inverso.....	98
Figura 5.4 Proceso de Convergencia PSO, caso base.....	99
Figura 5.5 Curva de incremento de demanda horaria de la red prueba 13 nodos IEEE. ...	100
Figura 5.6 Histograma de potencia para 175VEs según el criterio del escenario de planificación.....	101
Figura 5.7 Cantidad óptimo de estaciones de carga rápida.....	101
Figura 5.8 Demanda generada en Electrolinería (20 unidades de 60kW- carga rápida modo 4 DC en el nodo 680).....	102
Figura 5.9 Proceso de Convergencia PSO, con estaciones de carga rápido más cocina de inducción, cargadores residencial Modo 2 y generación distribuida	104
Figura 5.10 Curva monótona de carga anual en cabecera del Alimentador 0424 caso base	110
Figura 5.11 Curva de demanda de promedio anual, cabecera del alimentador 0424.	111
Figura 5.12. Resultados cabecera en demanda pico del Alim 0424, caso base	111
Figura 5.13. Resultado de perfil de tensión en demanda máxima, caso base	112
Figura 5.14 Resultado de perfil de kVAr vs distancia del alimentador en demanda máxima, caso base	112
Figura 5.15 Resultado de Perfil kW vs Distancia del alimentador en demanda máxima....	112
Figura 5.16. Probabilidad de consumo generado por los 400 VEs en la zona del alimentador	113
Figura 5.17 Idealización de la curva de la demanda con 400 VEs.....	114
Figura 5.18. Número de FCS óptimo para 400VEs	115
Figura 5.19 Flujo vehicular sobre el alimentador 0424	116
Figura 5.20 Electrolinería, 8 unidades de 120kW en el Aeropuerto	117
Figura 5.21 Electrolinería, 10 unidades de 120kW en el Terminal Terrestre	117
Figura 5.22 Proyección de la demanda horaria a largo plazo usando Cargadores de vehículos eléctricos y cocina de inducción en el alimentador 0424	118
Figura 5.23 Resultado de perfil de tensión en demanda máxima, Escenario II	119
Figura 5.24 Resultado de perfil de kVAr vs distancia del alimentador en demanda máxima, Escenario II.....	120
Figura 5.25 Resultado de perfil de kW vs distancia del alimentador en demanda máxima, Escenario II.....	120

Figura 5.26 Reducción del espacio de búsqueda del escenario III usando método iterativo de la capacidad de integración de generación en CYME	121
Figura 5.27 Resultado de convergencia Escenario III	123
Figura 5.28 Resultado de perfil de tensión en demanda máxima, Escenario III.....	124
Figura 5.29 Resultado de perfil kVAr en demanda máxima, Escenario III	124
Figura 5.30 Resultado de perfil kW en demanda máxima, Escenario III.....	125
Figura 5.31 Generación fotovoltaica horaria vista desde la subestación 04, Escenario III.	130
Figura 5.32 Curva de la demanda vista desde la subestación con GD, Escenario III.	130
Figura 7.1. Curva de factor de coincidencia de la CENTROSUR (Iván Alberto coronel y Blasco Antonio Peláez, 2015).	142
Figura 7.2 Proforma de Electrolinea 120kW_ 2 servicios de 60kW Empresa ZhongXing.	149
Figura 7.3 Diseño de Electrolinea 10 unidades de 120kW- 2 servicios de 60kW	150

Índice de tablas

Tabla 2.1. Tecnologías de generación distribuido (Vinicio S. Ribadeneira, 2020), (Labein Tecnalia, 2007).	31
Tabla 2.2. Tecnología de almacenamiento más utilizado para DG no convencional (Labein Tecnalia, 2007), (Ahmed G. Abo-Khalil, Mohammad Ali Abdelkareem, Enas Taha Sayed, Hussein M. Maghrabie, Ali Radwan, Hegazy Rezk & A.G. Olabi, 2022)	32
Tabla 2.3. Tecnologías de conectores para EVCS (A. Bahrami, 2022).	34
Tabla 2.4. Estaciones según el nivel de carga para EV (Meyer and J. Wang, 2022), (SAE, 2022).	35
Tabla 2.5. Aplicaciones típicas en el dominio de distribución	37
Tabla 2.6. Significados de términos	44
Tabla 2.7. Resumen sobre modelamiento matemático, parte 1.....	44
Tabla 2.8. Resumen sobre modelamiento matemático, parte 2.....	45
Tabla 3.1. Clasificación de procesos Estocásticos (Montes F, 2007), (C. J. Zapata, 2010).	52
Tabla 3.2. Propiedades del proceso de Poisson Homogéneo	54
Tabla 3.3. Reglas para combinar eventos (Carlos J. Zapata, 2010).....	56
Tabla 3.4. Vínculo de variable aleatoria continua (Carlos J. Zapata, 2010).....	56
Tabla 3.5. Formulación para distribución de probabilidad discreta (Carlos J. Zapata, 2010).....	57
Tabla 4.1. Potencia de uso de cocina de inducción.....	77
Tabla 4.2. Seudocódigo del Algoritmo PSO	90
Tabla 5.1 Parámetro de evaluación de PSO	98
Tabla 5.2 Escenario de planificación a largo plazo en red de prueba 13 nodos de la IEEE.	99
Tabla 5.3 Resultado de flujo de potencia incremento de demanda con estaciones de carga rápido más cocina de inducción y cargadores residencial Modo 2	103
Tabla 5.4 Resultado del flujo de potencia con estaciones de carga rápido más cocina de inducción, cargadores residencial Modo 2 y generación distribuida	104
Tabla 5.5. Resumen del escenario para la planificación a largo plazo	108
Tabla 5.6 Resultado de flujo de potencia visto desde la cabecera usando estaciones de carga y cocina de inducción en hora de la demanda máxima.	119
Tabla 5.7 Resultado de flujo de potencia visto desde la cabecera usando estaciones de carga más cocina de inducción y generación distribuido en hora de la demanda máxima.	122
Tabla 5.8 Comparación de resultados técnicos.....	125
Tabla 5.9 Comparación de resultados económicos.....	126
Tabla 7.1 Datos de ingreso para la red de prueba de 13 nodos de la IEEE	175
Tabla 7.2 Resultado iterativo de la capacidad de integración por flujo inverso.....	176

Tabla 7.3 Reducción del espacio de búsqueda del Alimentador 0424, dato de ingreso para el algoritmo PSO, Escenario III. 186

Agradecimiento

A Dios, que supo guiarme por un buen camino y darme fuerzas para continuar ante cualquier adversidad.

A la Universidad de Cuenca, por haber creado esta maestría y acogido en su laboratorio de Microrredes para trascender conocimientos técnicos y científicos.

A los docentes nacionales y extranjeros de la Maestría, por brindarnos sus conocimientos y ayudarnos en nuestra formación profesional para el desarrollo de un país soberano.

Al Dr. Patricio Pesantéz, por haber dedicado su tiempo, por aprender de su sabiduría y experiencia, y brindar el apoyo necesario para la culminación de este trabajo de titulación.

A mis compañeros de maestría, gracias por compartir experiencia y aprendizaje en esta etapa de mi vida.

A la Empresa Eléctrica Regional Centrosur por brindar información y experiencia para llevar a cabo el proyecto de titulación.

Luis R. Villacrés

Dedicatoria

Todos mis logros son dedicados para mi madre Lucia Enríquez, que es la persona que más aprecio en esta vida, que con su esfuerzo y dedicación a logrado velar mi presente y futuro, por motivarme a continuar y no rendirme en este proyecto y ante cualquier problema, por su cariño y hacerme entender que la vida es un regalo de Dios y que las oportunidades existen. También, por su forma de lograr sacar más de mil sonrisas en mis momentos difíciles.

Luis R. Villacrés

CAPITULO 1

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedente

Los vehículos eléctricos se presentan como una nueva alternativa para disminuir la contaminación ambiental y seguir un modelo de eficiencia energética en el sistema de transporte, a pesar de llevar muchos años con la sociedad, hoy en día, empieza una nueva era de uso a gran escala de vehículos eléctricos, por lo cual, hace este trabajo interesante al estudiar el comportamiento de carga de vehículo eléctrico masivo y aprovechar las oportunidades que ello presenta para la gestión de las redes eléctricas inteligentes. La red inteligente es la integración de tecnologías para promover la generación distribuida y estaciones de carga lenta, rápida y ultrarrápida, siendo como principal objetivo monitorear, automatizar, suministrar e inyectar energía eléctrica en cantidad suficiente a los consumidores y a la red con las mejores condiciones técnicas, económicas, sociales y ambientales.

La planificación de red inteligente cumple un papel importante en la operación del sistema eléctrico de distribución y DER, esta requiere de infraestructura y equipamiento de automatización necesario para abastecer la demanda cumpliendo con las restricciones de crecimiento de la carga y unidades de generadores distribuidas disponibles. Una buena planificación fortalece la eficiencia del suministro de energía eléctrica bajo condiciones de calidad, seguridad, confiabilidad y disponibilidad.

En la literatura (World Energy Council, 2022) y (IEEE, 2022) se menciona que el sistema de distribución está expuesto a grandes desafíos, transformando lo tradicional a un nuevo paradigma de red inteligente, las cuales incluyen generación renovable distribuida, estaciones de carga para vehículos eléctricos, sensores de red, automatización de la red, almacenamiento de energía y consumidores activos. Además, se ha desarrollado modelos de planificación en la red de distribución con integración de generación distribuida (S. Haffner, L.A. Pereira & L.S. Barreto, 2023), (M.E. Samper, A. Vargas, 2013), [R. Hemmati, R.-A. Hooshmand, & N. Taheri, 2015], control de DER (E. Haesen, A.D. Alarcon-Rodriguez, J. Driesen, R. Belmans & G. Ault, 2009), (Colombia Inteligente, 2019), (M. A. Alotaibi and M. M. A. Salama, 2018), integración de vehículos eléctricos (X. Lin, J. Sun, S. Ai, X. Xiong, Y. Wan, D. Yang, 2014), entre otras. Sin embargo, no existe muchos trabajos integrando la generación distribuida con las estaciones de carga en el sistema de Distribución. Por otro lado, la arquitectura de la red de comunicación debe implementarse para lograr el objetivo de

la planificación de red inteligente, por lo tanto, se convierte en un sistema de energía de red orientada, red de recuperación automática y confiabilidad de datos garantizada.

Las redes inteligentes aportan eficiencia sostenible en el sector energético, pero su uso, son limitadas por su incertidumbre y variabilidad. Si el planeamiento de la red de distribución en el horizonte de tiempo no es adecuado, se puede presentar problemas debido a la penetración de recursos de energía distribuida, a la incertidumbre de la demanda, entre otros, que afectaría a la calidad de la energía eléctrica y la estabilidad del sistema, afectando la seguridad y confiabilidad del sector energético. Esto puede traer consigo la disminución de la calidad de servicio y reducción de la vida útil de los activos de la red eléctrica, como son los transformadores de potencia, transformadores de distribución, equipos de protección, entre otras. Por otro lado, si el sistema es sobredimensionado, conlleva a inversiones innecesarias.

El planeamiento de la red inteligente debe tomar en cuenta estas situaciones, definiendo dónde, qué y cuántos equipos se deben instalar en la infraestructura del sistema de distribución, lo que se conoce como planeamiento estático; mientras que, encontrar respuestas de cuando instalar nuevos equipos, se conoce como planeamiento dinámico. Es importante conocer la planificación de la gestión de la demanda con uso de vehículos eléctricos y sistema de generación distribuida, para luego con un proceso de optimización, minimizar los costos de inversión y operación, con el objetivo de suministrar energía con calidad, confiabilidad y seguridad al mínimo costo.

El plan de integración de redes inteligentes se lo considera como un problema muy complejo de programación no lineal combinatorio entero mixto (PNLEM), el cual posee una estructura multimodal con múltiples óptimos locales, por lo que es necesario desarrollar técnicas de optimización que permitan obtener resultados factibles en tiempos computacionales aceptables, mediante la aplicación de modelos matemáticos.

1.2 Justificación

Tradicionalmente, la planificación de distribución está basada en variables determinísticas y a su vez con uso de modelo matemático lineal donde el planificador deje ajustar o modificar el planeamiento para cumplir las restricciones impuestas ocurriendo escenarios extremos con baja probabilidad de ocurrencia. Sin embargo, la metodología de planificación debe cambiar debido a la implementación de DER, la integración de la TIC, la medición y el equipo de control. La planificación del sistema de distribución se encuentra en constante desarrollo, por lo cual el estudio de datos recopilados con respecto al tiempo se lo plantea con el desarrollo de procesos estocásticos, por lo cual, se requiere capturar el comportamiento aleatorio para entender el uso de DER conectado en la red.

Al considerar la incertidumbre en el planeamiento de expansión y adaptación eficiente de DER en el sistema eléctrico de distribución, el problema se vuelve complejo de resolver, esto debido a la gran cantidad de variables a analizar, la falta de técnicas de optimización desarrolladas para su solución y por los esfuerzos computacionales que este análisis requiere.

En este estudio se plantea el desarrollo de una metodología para el desarrollo sostenible del sistema de distribución usando redes inteligentes (Smart Grids). La misma que se va a aplicar en una red de prueba y en un alimentador de una subestación de la CENTROSUR, donde se va a considerar la integración de la infraestructura de estaciones de carga para vehículos eléctricos y generación fotovoltaica a largo plazo.

Así mismo, un gran número de GD conectados en diferentes puntos de la red, la penetración importante a gran escala de vehículos eléctricos y otros recursos de energía distribuida impone la necesidad de nuevos modelos de planificación. El nuevo modelo integra eficientemente los recursos energéticos usando métodos estocásticos y teoría de probabilidad con el fin de optimizar los costos de inversión y operación con uso de teoría de cola para uso de Electrolineras y técnicas de optimización para la generación distribuida.

1.3 Alcance

En el presente trabajo se pretende desarrollar una metodología de planificación considerando la integración eficiente de Recursos de Energía Distribuida (DER) en el sistema de distribución, especialmente lo relacionado con estaciones de carga y generación distribuida (sistema fotovoltaico). Luego se aplicará esta metodología a un caso de uso de la red eléctrica de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

El modelamiento para la ubicación óptima, la capacidad y el número de los puestos de carga debe basarse en Modelos Estocásticos (Probabilidad, Cadenas de Márkov, Teoría de colas, Simulación de eventos discretos, entre otros) y Técnicas de Optimización Metaheurística (*Particle Swarm Optimization, PSO*).

Este modelamiento debe considerar al menos: I) el número de vehículo eléctricos (VE) que gradualmente aumentan con el tiempo y espacio, II) previsión de la demanda según escenarios realistas con integración de VE, III) llegada y salida de vehículos eléctricos de la estación de carga, IV) tiempo de espera adecuados de los VE para la carga, V) topología de la red eléctrica.

Para el caso de uso se establece como escenario base la red de una subestación que pertenece a la CENTROSUR, luego se considera la penetración de recursos energéticos distribuidos en diferentes escenarios a lo largo del tiempo y espacio, así mismo se realizará el modelamiento para la ubicación óptima de estaciones de carga para VEs. Se planteó algunas alternativas para evaluar y tomar la mejor decisión.

El Software a utilizar para el desarrollo de la metodología es a través del entorno de Python que es un lenguaje de programación de alto nivel y código abierto con uso de módulos que ayuda a procesar y a visualizar el conjunto de datos. También, Cymdist que representa la información técnica para el uso del flujo de potencia AC y finalmente ArcGIS que incorpora geográficamente la ubicación real del alimentador.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Implementar modelos estocásticos y técnicas de optimización para la planificación de expansión de redes inteligentes para una integración eficiente de recursos energéticos distribuidos (DER).

1.4.2 Objetivos específicos

- Discutir las oportunidades y desafíos con la integración expansiva de vehículos eléctricos y la generación distribuida.
- Presentar antecedentes teóricos sobre modelamiento matemático y herramienta de optimización.
- Revisar las herramientas, los conjuntos de datos y los recursos fundamentales existentes.
- Analizar el impacto en la red de distribución debido a los DER.

1.5 Contenido

Este trabajo está formado por 6 capítulos, a continuación, se detallan de manera general el contenido del presente estudio:

El **Capítulo 1** aborda las principales características y el enfoque del problema. Además, presenta el alcance y los objetivos que se pretenden conseguir en este trabajo.

El estado del arte sobre Metodología de planificación de redes inteligentes se presenta en el **Capítulo 2**.

Las diferentes herramientas matemáticas para tratar problemas estocásticos como Teoría de la Probabilidad, Cadena de Márkov, Modelos de Colas, Simulación de eventos discretos se definen en el **Capítulo 3**.

En el **Capítulo 4** se explica la metodología de planificación a partir de Modelos Estocásticos y técnicas de optimización para resolver el problema del planeamiento de red inteligente incluyendo la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos, además se detallan las funciones de distribución de probabilidad que se utilizaron para modelar la demanda y generación.

La evaluación del algoritmo metaheurístico PSO es evaluado en una red de prueba sistema de 13 nodos de la IEEE, así mismo, las pruebas, análisis y resultados obtenidos con la metodología de planificación en un caso de uso de la CENTROSUR se presentan en el **Capítulo 5**. Se compararon los resultados entre el caso base, el uso con estaciones de carga rápida y por último el caso sujeto a la integración en conjunto estaciones de carga rápida Modo 4 DC, sistema fotovoltaico, y los usuarios finales de estaciones de carga lenta Modos 2 AC y estaciones de carga semi-rápida Modo 3 AC.

Para finalizar en el **Capítulo 6** se detallan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del trabajo realizado.

CAPITULO 2

2 ESTADO DEL ARTE: METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN DE REDES INTELIGENTES

2.1 Introducción

La demanda mundial de electricidad crece exponencialmente y el consumo de energía para que el transporte siga siendo el combustible, sin embargo, no se debe permitir aglomeración de redes excesivas y que las emisiones de CO₂ aumente al ritmo de esta demanda, sino que se reduzca para seguir el escenario de sostenibilidad energética¹, una solución sería planificar una red inteligente integrando recursos energéticos distribuidos (*Distributed energy resource, DER*). El sector de distribución eléctrico tendrá un papel importante en la planificación para que el usuario sea protagonista del cambio, causada por la integración de los recursos energéticos distribuidos, de continuar dicha situación, se espera que el sistema de distribución que hoy en día es centralizado se vuelva más descentralizado a medida que se instale la generación distribuida, el sistema de almacenamiento y las estaciones de carga de los vehículos eléctricos. Se prevé que la adopción de los recursos energéticos distribuidos es inevitable y que aumente debido al:

- Crecimiento de la instalación de paneles fotovoltaicas y costos flexibles de la energía solar fotovoltaica para el sector residencial, comercial y servicios públicos.
- Acuerdos políticos para cumplir el compromiso de sostenibilidad²
- Descarbonizar el sector de movilidad con el uso de la Electromovilidad.
- Crecimiento de la instalación para hacer estaciones de carga de vehículos eléctricos a baterías.
- Disminuir las pérdidas por transmisión de energía y liberar la capacidad para inyectar a la red potencia activa y reactiva.
- Mejorar la operabilidad para controlar la variación de voltaje según el comportamiento de la carga en el tiempo.

La transformación de la red tradicional a la red inteligente permite que los consumidores sean los actores principales que puedan generar, almacenar y gestionar la energía. La red inteligente será capaz de mejorar las pérdidas por efecto Joule, detectar fallas y auto-

¹ World Energy Council (WEC) define la sostenibilidad energética como el equilibrio de tres principales dimensiones: la seguridad energética, la disminución de la contaminación ambiental y la equidad social.

² Informe de las Naciones Unidas sobre el desarrollo sostenible, compromiso en solucionar el cambio climático. 25-27 de septiembre 2015, EE.UU.-Nueva York.

recuperarse, debido principalmente a el desarrollo de la infraestructura de medición avanzada y la automatización de la distribución. Además, la red inteligente permite integrar de mejor manera el crecimiento masivo de la generación fotovoltaica, eólica y estaciones de carga de vehículos eléctricos. De continuar con este cambio, se prevé que la operación y planificación de las redes eléctricas se verá influenciado por los recursos energéticos distribuidos.

La penetración de los DERs afecta directamente en la forma que la empresa eléctrica de distribución planifica y opera las redes. En consecuencia, es muy cuestionada la decisión del diseño, la ubicación y la capacidad, ya que cuentan con modelos de planificación determinístico y supuestos métodos tradicionales (demanda pasiva, generación distribuida como carga negativa, flujo de carga unidireccional, medición unidireccional, entre otras) y a su vez conlleva el error de costos sobredimensionado, la mala gestión de planificación llevará a problemas de operación como inestabilidad en el voltaje, inestabilidad de frecuencia, aumento en las pérdidas por efecto Joule, congestión en la transmisión de energía, problemas de armónicos y reducción de vida útil de los activos de la red, haciendo esto inviable a la inversión económica de las tecnologías DERs. En la actualidad, son muy pocos los estudios que se realizan en conjunto la influencia de los DERs con sistema de automatización de la distribución, el sistema de comunicación y la confiabilidad del sistema, siendo esto una brecha de conocimiento a investigar.

Por lo expuesto anteriormente, se puede predecir que la inserción de los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico permite ser energéticamente sostenible e inteligente, esto dará paso a una nueva metodología de planificación de red de distribución. La planificación de red inteligente se realiza por etapas, con un horizonte de tiempo, dentro del cual se establece un porcentaje de integración de estaciones de carga de vehículos eléctricos y generación distribuida de acuerdo con la capacidad de la red, con el objetivo de minimizar los costos de inversión y operación.

Los problemas típicos de planeamiento que existen son; problema de selección, problema de dimensionamiento y problema de ubicación de los recursos energéticos distribuidos. El lugar de la conexión y la capacidad óptima de los recursos energéticos distribuidos en las redes de distribución se pueden determinar mediante modelos matemáticos que permitan optimizar los recursos distribuidos para un buen funcionamiento del sistema de distribución. La cantidad de búsqueda de combinación entre ubicación y capacidad de DER es un proceso complejo y grande, debido al tamaño de la red de distribución, alternativas de las variables, limitación de los recursos distribuidos y por último incertidumbre en los recursos primarios (viento, sol, agua, entre otras) de la generación distribuida no convencional y variables influyentes para el

pronóstico de la demanda (clima, hábito de consumo, tarifas, planes industriales, entre otras). Todo este proceso se debe analizar y programar con el objetivo de plantear algunas alternativas para evaluar y tomar la mejor decisión del planeamiento de red inteligente.

La planificación óptima de redes inteligentes en el sistema de distribución ayuda a mejorar la confiabilidad de la red de distribución, reducir el costo de repotenciación y transformación y al mismo tiempo ayuda a disminuir las emisiones de CO₂. El propósito principal del problema de planificación es encontrar los modelos estocásticos y las técnicas de optimización adecuadas para una integración eficiente de los vehículos eléctricos y la generación distribuida hacia la red de distribución.

2.2 Redes Inteligentes (Smart Grids)

La red inteligente (*Smart Grid*) es una infraestructura moderna en el sistema eléctrico con una serie de tecnologías que permite sostenibilidad energética, interoperabilidad³ y flexibilidad⁴ en las redes eléctricas, mejorando a gran medida la visualización, operación, comercialización y producción del suministro eléctrico, además, esta infraestructura cuenta con el soporte de la tecnología de información y comunicación, que permite intercambiar, guardar y procesar datos sobre generadores, consumidores y redes eléctricas en un sistema bidireccional (Deepak Kumar & Saptarshi Das, 2021).

Smart Grid no tiene una definición establecida, ya que, se compone por una serie de tecnologías, soluciones para la resiliencia y ciertas veces abordan propuesta de regulaciones políticas, entre las definiciones más importantes tenemos:

- En la Plataforma Tecnológica Europea (*European Technology Platforms, ETP*) lo define como; *“Una red que integra de manera inteligente las acciones de los usuarios que se encuentran conectadas a ella; generadores, consumidores y aquellos que hacen ambas cosas, con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible”* (M Tuballa & M. Abundo, 2016).
- En el Departamento de Energía de EE. UU.; *“Una red inteligente utiliza tecnología digital para mejorar la confiabilidad, la seguridad y la eficiencia (tanto económica como energética) del sistema eléctrico, desde la gran generación hasta los consumidores y un número de recursos distribuidos de generación y almacenamiento”* (Dieep G, 2020).

³ En IEEE lo define como *“la capacidad de dos o más sistemas o componentes para intercambiar información y utilizar la información intercambiada”* [2].

⁴ *fácil de adaptación, mantener, operar, crecer y expandir con poca posibilidad de error* [5].

- En la Corporación Estatal de Redes de China (*State Grid Corporation of China, SGCC*) define “*La red inteligente será una red sólida con la característica de informatización, digital, automática e interactiva*” (Wu Yun-na, Chen Jian & Liu Li-rongy., 2011).
- En IEC (*International Electrotechnical Commission*) menciona “*La red inteligente es una red en desarrollo de líneas de transmisión, equipos, controles y nuevas tecnologías que trabajan en conjunto para responder de inmediato a nuestra demanda de electricidad del siglo XXI*” (Dieep G, 2020).
- En IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) define “*La red inteligente es una empresa revolucionaria, que implica nuevas comunicaciones y capacidades de control, fuentes de energía, modelos de generación y cumplimiento de estructuras regulatorias interjurisdiccionales*” (Dieep G, 2020).

Los nuevos componentes que se han integrado a la red habitual para formar una red inteligente se muestran en la figura 2.1, las cuales incluyen:

- **Generación distribuida:** Son sistema de generación localizado en la instalación del consumidor residencial, comercial e industrial, como por ejemplo solar fotovoltaica, parque eólico, biomasa, entre otras.
- **Sensores y monitoreos de la red:** Son elementos que miden y detectan el estado de la red eléctrica y es visualizado en el operador en tiempo real.
- **Automatización de la red:** Son elementos dinámicos instalados en la red eléctrica que permite el control y recuperación automática tales como desconectar, reconfigurar y cerrar en condiciones operativas o de falla.
- **Almacenamiento de Energía:** Son baterías que permiten almacenar energía en cantidades estimables para luego inyectar a la red cuando sea necesario.
- **Medidores Inteligentes:** Son una infraestructura de medición avanzada en tiempo real con uso de flujo bidireccional que informa tanto al consumidor como a la empresa eléctrica.
- **Estaciones de carga de vehículos eléctricos:** Son establecimientos que garantiza el suministro de energía a los vehículos eléctricos en forma de carga lenta, rápida y ultra rápida.



Figura 2.1. Integración de redes inteligentes (EPRI, 2022)

La adopción de la red inteligente en el sistema eléctrico permite dotar más flexibilidad a la red, aumentar la eficiencia energética, disponer energía ante cortes no programados, reducir los precios de electricidad, proporcionar mayor suministro eléctrico, informar el uso de la energía, integrar eficientemente los recursos energéticos distribuidos, mejorar la seguridad, reducir las pérdidas, integrar los vehículos eléctricos como dispositivo de generación/almacenamiento, y proporcionar energía más limpia con energías renovables (Dieep G, 2020). Todos estos beneficios mencionados anteriormente, hace que la red inteligente sea visto como una solución viable para el desarrollo sostenible, donde, abrirá una nueva era de gestión, operación y planificación.

La red inteligente ofrece a los consumidores opciones de la respuesta de la demanda (*Demand response*, DR), la misma que permite a los clientes cambiar su consumo de energía a través de incentivos financieros o de otro tipo. Los programas y los incentivos en respuesta a la demanda pueden ayudar a que la red sea más limpia, más asequible y confiable. Por lo expuesto anteriormente, se puede entender que las redes eléctricas se vuelven más dinámicas, capaz de detectar fallas y autorrecuperar. Lo más interesante es que los clientes finales son los actores que pueden generar, almacenar y gestionar la energía.

2.3 Evolución hacia las redes inteligentes

La expansión inicial de la red eléctrica es producto del crecimiento de la demanda para el desarrollo industrial, comercial, residencial y social; pero la influencia para el progreso de esas redes eléctricas tuvo que ver muchas veces por factores políticos, geográficos y económicos (Dieep G, 2020). La industria eléctrica viene operando desde los grandes generadores, transportando la energía en líneas de transmisión y llegando al consumidor por

medio del sistema de distribución, siendo un sistema centralizado jerárquico con entrega de energía unidireccional (figura 2.2). Desde el punto de vista técnico, el sistema eléctrico usaba equipos de medición y protección electromecánica, sin embargo, en cada paso del tiempo han demostrado interés en disminuir las pérdidas generadas por efecto Joule, aumentar la confiabilidad y calidad de energía. Para lograr estas mejoras y además satisfacer la demanda máxima, comenzó a integrarse al sistema en diferentes niveles de automatización, como los sistemas SCADA (*Supervisory control and data Acquisition*), medición de lectura automática, entre otros sistemas.

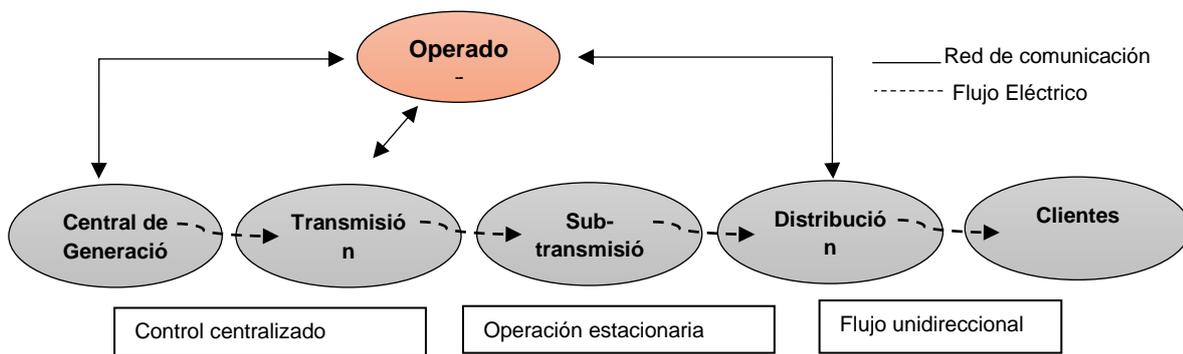


Figura 2.2. Red eléctrica tradicional

Actualmente, las redes eléctricas se han modernizado con nuevas infraestructuras eléctricas como son, la tecnología de información y comunicación (*Information and Communications Technology*, ICT), Subestación digital (*Digital substation*, DS) y generación distribuida (*Distributed generation*, DG) (Maik Ai Judge, Asif Khan & Hasan Ai Khattak, 2022). La mayor parte de instalación DG es la fotovoltaica (*Photovoltaic*, PV) con o sin almacenamiento instalados en las viviendas, edificios o en plantas industriales (H. Martin, R. Buffat, D. Bucher, J. Hamper & M. Raubal, 2022). El principal inconveniente de la tecnología AMR es que no aborda la gestión del lado de la demanda (DMS) y flujos bidireccionales, por la cual, es y será reemplazado por infraestructura de medición avanzada (*Advanced metering infrastructure*, AMI) que ayuda o ayudará al consumidor a tomar decisiones sobre el uso de energía en tiempo real. Además, se implementan las tecnologías de visualización avanzada (*Advanced Display Technologies*, ADT), donde se emplean a nivel de distribución y transmisión para facilitar a los operadores de la red de servicio eléctrico un conocimiento más amplio y en tiempo real el estado de la red, por ejemplo, el uso de los sincrofasores y sistema de medición área amplia (*Wide area Measurement system*, WAMS).

Otro factor importante que se está dando de hecho, es el crecimiento del parque automotor de vehículos eléctricos (*Electric vehicles*, EV), siendo visto como una alternativa viable para

abordar los problemas de contaminación ambiental (Ivania C. Aguirre, 2021). A mediano o largo plazo se verá influenciada a la inversión de infraestructura para hacer las estaciones de carga de vehículos eléctricos (*EV charging stations, EVCS*), este nuevo escenario de la movilidad eléctrica apoya a el desarrollo sostenible energético, donde se prevé en el futuro una carga masiva, lo que podría afectar la operación del sistema y a los activos de la red. Para abastecer esta nueva demanda se estima en transformar la red tradicional a una red inteligente integrando varias microrredes, a su vez, monitoreando y controlando el consumo en tiempo real. En la figura 2.3 muestra un resumen de las redes eléctricas y las tecnologías instaladas a lo largo del tiempo.

Por lo expuesto anteriormente se puede predecir que a mediano o largo plazo la red eléctrica integrará tecnologías inteligentes en un sistema de flujo de energía bidireccional digitalizado capaz de adaptarse, comunicarse y autorrecuperarse, maximizando la necesidad de confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico al mínimo costo.

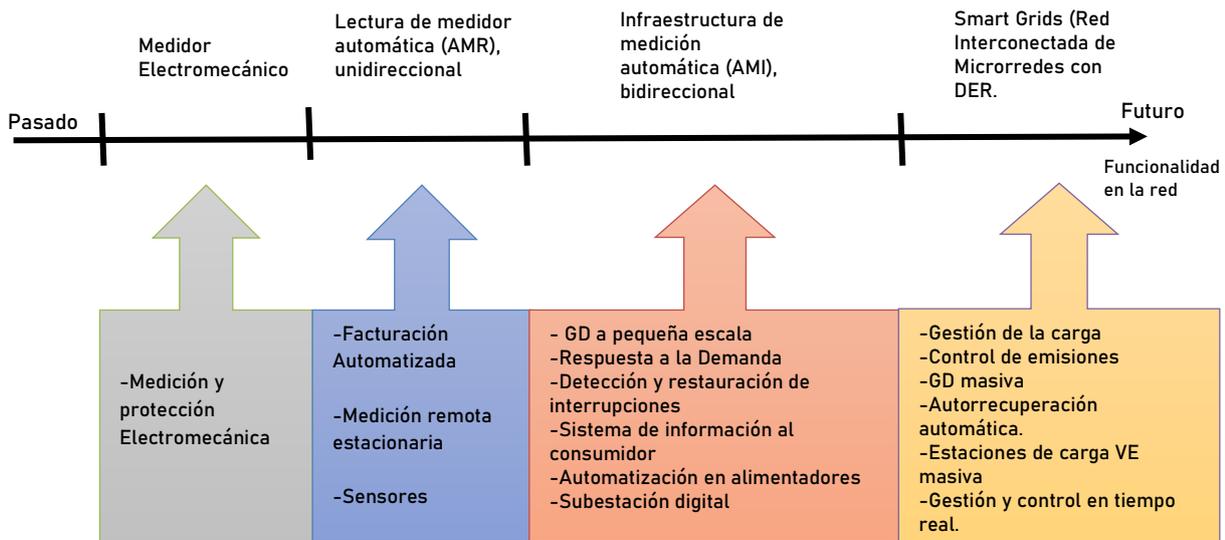


Figura 2.3. Modernización de redes eléctricas

2.4 Modelo conceptual de redes Inteligentes

El modelo conceptual representa de mejor manera la participación de las tecnologías de los recursos energéticos distribuidos, acompañado con el modelo de comunicación para el intercambio de datos, describe un alto nivel de la complejidad de la red y define interacciones complejas que existe en el sistema eléctrico, la interoperabilidad necesita de mapeo arquitectónico, el cual es preparada por la metodología de arquitectura de red inteligente (*Smart grid architecture methodology, SGAM*). En (P. Pesántez, 2018), (Gopstein, A.,

Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D, 2021) describen modelos de arquitectura de la red inteligente con diseño de información y comunicación.

El instituto nacional de estándares y tecnologías (*National institute of standards and technology*, NIST) ha desarrollado algunos modelos para describir los problemas de interoperabilidad en la red inteligente, propuso dividir la red inteligente en siete dominios, cada dominio y subdominios contienen actores y aplicaciones (Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D, 2021), que a su vez toman decisiones e intercambian datos para cumplir un objetivo específico (Ver figura 2.4).

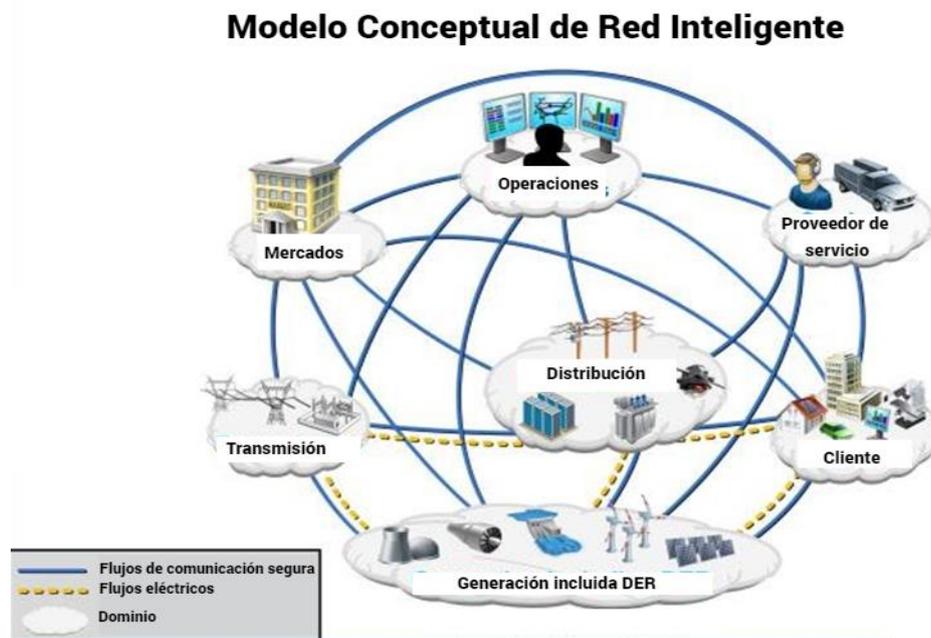


Figura 2.4. Modelo conceptual de la red inteligente, NIST (Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D, 2021)

Cada dominio en el modelo conceptual detalla los roles y servicios conceptuales de la red inteligente. Cada dominio incluye tipos de servicios, toma de decisiones e intercambio de información, con la finalidad que el dominio ejecute una tarea con el fin de lograr objetivos en el sistema, como son; gestión de la respuesta de la demanda, agregación de generación distribuida y gestión de interrupciones. Los servicios los efectúan con uno o varios roles dentro de un dominio, como por ejemplos incluir servicios de domótica, recursos energéticos distribuidos (DER) y respuesta a la demanda del cliente, control de carga y conciencia situacional de área amplia (*Wide- area situational awareness*, WASA).

2.5 Recurso energético distribuido

El recurso energético distribuido (*Distributed energy resource*, DER) ha tomado gran

importancia en estos últimos años debido a la integración de tecnologías distribuidas a lo largo de la red que beneficia a un sistema desde la generación hasta el consumidor, desplegando capacidad de energía en los sistemas de redes eléctricas de una manera eficaz y sostenible, como por ejemplo; las fuentes de energía dedicada a la autogeneración, generación distribuida y el almacenamiento de energía, sin embargo, en algunas literaturas (Fareed Ahmad, Atif Iqbal, Imtiaz Ashraf, Mousa Marzband & Irfan Khan, 2022) y (Chen Fang, Yun Zhou, Sumin Yu, Shanshan Shi, Haojing Wang & Yiwei Shi, 2020) involucra a los vehículos eléctricos como DER debido a la distribución de (Electric Vehicle Charging Stations, EVCS) como dispositivo electrónico de potencia para generar y almacenar.

La integración de los DERs desafía a todo el sistema de planificación y operación del sistema eléctrico debido a la generación de energía distribuida a partir de fuentes de energía renovables y a su vez a la incorporación de agregadores de estaciones de carga de vehículos eléctricos. Esta brecha de conocimiento propone una revisión esquemática en la literatura investigativa, en los operarios de la red eléctrica y en industrias, llevando a cabo estrategias para reformular sus modelos matemáticos de planificación, el método de flujo de energía bidireccional, diseños de modelos estocásticos, modelos económicos y ambientales. Por su parte, las variables más cuestionadas a analizar durante su proceso de integración a la red eléctrica es la ubicación y la capacidad de los DER's cumpliendo con las restricciones de seguridad de perfil de tensión, frecuencia, capacidad en los transformadores, capacidad de generación y conductores (M. Papadimitrakis, N. Giamareos, M. Stogiannos, E.N. Zois, N.A. Livanos & A. Alexandridis, 2021).

En general, los DERs pueden aumentar la eficiencia de la industria eléctrica, mejorar la resiliencia de los sistemas de energía, reducir las pérdidas en la red por efecto Joule, mejorar la recuperación de energía en escenarios extremos, brindar soporte al nivel de voltaje, mejorar el índice de calidad, seguridad y reducir la contaminación ambiental (Chen Fang, Yun Zhou, Sumin Yu, Shanshan Shi, Haojing Wang & Yiwei Shi, 2020). En algunos países ya empiezan con programas de implementación DER a gran escala cómo es el caso de China (Chen Fang, Yun Zhou, Sumin Yu, Shanshan Shi, Haojing Wang & Yiwei Shi, 2020) y EE. UU (Alan Jenn & Jake Highleyman, 2022), mientras que, en América Latina han demostrado interés la adopción de DER (Asociación de Energía Renovables Colombia, 2021), (Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas CIGRE Argentina, 2021).

2.5.1 Generación y almacenamiento distribuido.

La generación distribuida (*Distributed generation*, DG) surge principalmente para satisfacer las necesidades de incremento en la demanda eléctrica, sin embargo, para gestionar

adecuadamente la generación distribuida no convencional (fotovoltaica y eólica) se necesita de sistema de almacenamiento de energía de baterías (*Battery energy storage system*, BESS). En (Vinicio S. Ribadeneira, 2020) prevé un incremento de DG con mayor utilización de energía solar y eólica, mientras que, en almacenamiento de energía se estima un crecimiento dependiendo las nuevas políticas y proyectos de mercados. Los beneficios que ofrecen son; aumentar los índices de confiabilidad en el sistema, disminuir las pérdidas en la red, limitar los sistemas centralizados, potencia las redes inteligentes, mejorar la calidad de energía y variar los precios en el mercado eléctrico.

Aunque integrar DER con fuentes renovables soluciona las exigencias presentadas en el párrafo anterior, también puede surgir algunos problemas como lo indica en (R. H. Lasseter & P. Paigi, 2014), (Meiqin, L. Chang, & D. Ming, 2008) como son; I.) La generación de corriente continua o alterna requiere de convertidores electrónicos para sincronizar las fases de las redes eléctricas, estos convertidores electrónicos son capaces de inyectar armónicos o ruido a la red, lo que conduce en instalar nuevos sistemas de control y limitadores de armónico. II.) La generación eólica o solar produce fluctuaciones dependiendo de las condiciones climáticas, la cual causa valores intermitentes de energía. III.) La integración de GD en la red causa redirección de flujos de potencia por lo que las protecciones eléctricas deben ser reajustadas y reubicados.

La generación incluyendo DER pueden favorecer al mercado eléctrico con respecto a la oferta y demanda energética del sistema eléctrico. Esta fuente de generación puede estar instalada del lado del consumidor, ocasionando que en ciertos momentos se reduzca la demanda máxima; incrementando la eficiencia y sostenibilidad energética (Vinicio S. Ribadeneira, 2020).

El impacto de la penetración de la DG y sistema de almacenamiento dependerá del número de unidades y capacidades, pero, al integrarlo a una red eléctrica inteligente este impacto podría ser reducido, donde se debe tener en cuenta; la interoperabilidad e información en tiempo real, coordinación de las protecciones, comportamiento dinámico en la conexión-desconexión de las unidades generadoras y servicios de almacenamiento.

Los desafíos para incluir de manera eficiente la generación incluyendo DER son:

- Despacho y programación de las unidades de generación disponibles bajo incertidumbre de oferta y demanda para determinar los niveles apropiados de reservas.
- Operación masiva de DG y sistema de almacenamiento.
- Diseño de arquitectura para una gestión correcta de la demanda y que se

adapte a los dominios a las necesidades del consumidor.

- Diseño de modelos de mercado que impulsa la participación de nuevas fuentes de generación conectadas cerca del consumidor.
- Rediseñar nuevos esquemas de coordinación de protección debido al flujo de potencia bidireccional.
- Avances tecnológicos para el control de voltaje y frecuencia con el fin de estabilizar el sistema.
- Fabricación de vehículos eléctricos como dispositivo de generación.

2.5.2 Estación de carga de vehículo eléctrico distribuido

Durante la última década, la venta de vehículo eléctrico en el mundo ha acelerado significativamente debido al aporte de disminuir las emisiones de CO₂, motor silencioso y bajo costo de operación y mantenimiento (Nathan Parker, Hanna L. Breetz, Deborah Salon, Matthew Wigginton Conway, Jeffrey Williams & Maxx Patterson, 2021). Según la investigación, para 2030; se estima que los EV podría reducir las emisiones globales de CO₂ en un 28% (Nadia Adnan, Shahrina Md Nordin, Mohamad Ariff bin Bahrudin, Murad Ali, 2019), el cual solamente China alcanzará aproximadamente los 80 millones de EV (Hongyue Ma, Hongyu Wang, Shaojie Cheng & Tao Zheng, 2019) y que el stock mundial de EV crezca a una tasa del 36% anual alcanzando los 245 millones (IEA, 2022), con el desarrollo de esta tecnología, la respuesta política ambiental de cada estado propone el desarrollo en el transporte con uso de los EVs, cada vez, esta tecnología recibe más atención con el fin de lograr movilidad sostenible⁵. Sin embargo, uno de los problemas más importantes para la adquisición de flotas de EV es la infraestructura de EVCS en el espacio público y en la vivienda.

En realidad, las estaciones de carga de vehículos eléctricos en su totalidad funcionan como cargas, ya sea de modo lento y rápido, ubicado en la mayor parte de viviendas privadas. Sin embargo, desde la perspectiva de la red eléctrica los EV pueden percibirse de dos modos diferentes de dirección de energía (unidireccional y bidireccional); uno de ellos es de tipo carga, donde reciben energía de la red (V1G), por otro lado, cuando el almacenamiento del EV está cargado, eso puede funcionar como una unidad de generación donde inyectan energía a la red (V2G). Entre las tecnologías V2G existen dos conceptos que se refieren a el

⁵ *El grupo de alto nivel de las naciones unidas definen la movilidad sostenible como la prestación de servicios e infraestructura para la movilidad de las personas y bienes, impulsando el desarrollo económico y social en beneficio de la generaciones actuales y futuras, de una manera que sea segura, asequible, accesible, eficiente y resiliente, al tiempo que minimiza las emisiones de carbono y otras, y el impacto ambiental (United Nations, 2016).*

uso de la energía entre las cuales están; vehículo a casa (V2H) y vehículo a vehículo (V2V), éstas permiten que los EVs se comporten como fuente de generación distribuida, aportando un impacto positivo en la red doméstica y en la red de distribución (C. Liu, K. T. Chau, D. Wu, & S. Gao, 2013).

Si bien la movilidad eléctrica conlleva beneficios en la disminución de la contaminación ambiental, también conlleva desafíos para la empresa de suministro de energía y la compañía de transporte público, como son (Abdulla Al Wahedi & Yusuf Bicer, 2022):

- Desarrollo de infraestructura de EVCS para uso residencial y comercial.
- Desafíos directos en la planificación, el control y la gestión de las empresas eléctricas de distribución debido al crecimiento de demanda eléctrica resultante del incremento de EV.
- Desarrollo de estacionamientos inteligentes para el uso de carga y descarga de energía.
- Desafío en la regulación para el costo de carga/descarga de baterías de los EVs.
- Ubicación y capacidad de EVCS en el casco urbano.
- Alto costo inicial de adquisición de EV como son; buses eléctricos, autos eléctricos comerciales (Taxi) y particulares.
- La incertidumbre por el recorrido que pueden realizar los EV sin quedarse sin energía, es decir, la autonomía de los EV.
- La gestión de tiempo requerido para recargar las baterías (carga lenta y carga rápida).
- Infraestructura de electrolinera con uso de estación de carga rápida de EV (*Electric Vehicles Fast-Charging Stations, EVFCS*) y ultra rápida (*Electric Vehicles Ultra-fast charging stations, EVUFCS*).

El crecimiento de adopción de los EVs dependerá del número de unidades EVCS, a su vez, la cantidad y capacidad de las EVFCS y EVUFCS impactará el funcionamiento de la red eléctrica, a continuación, se describe el tipo de tecnología, capacidad, costo y rendimiento de los DERs.

2.6 Tipos de tecnologías distribuidas en las redes eléctricas

Por lo expuesto en las secciones anteriores, la integración de DER en el sistema eléctrico permite ser energéticamente sostenible e inteligente, a continuación, se muestran las

tecnologías para la generación distribuida, almacenamiento de energía y estaciones de carga de vehículo eléctrico.

2.6.1 Tecnologías de generación

Las tecnologías que caracterizan la DG son; PV, turbinas eólicas, micro hidráulica, turbina de gas ciclo combinado, motores de combustión interna, biomasa, baterías, entre otras. Para implementar la DG en las redes de distribución se deben tener en cuenta los costos de inversión de cada tecnología versus la eficiencia (Labein Tecnalía, 2007). La GD se divide según la potencia instalada como; microgeneración de potencia menor a 5kW, mini-generación entre 5kW-5MW, generación media entre 5MW-50MW y finalmente generación a gran escala 50MW-100MW. En la tabla 2.1, muestra un resumen de las tecnologías de DG con su potencia respectiva, rendimiento, niveles de costo y emisiones de CO₂ (Vinicio S. Ribadeneira, 2020), (Labein Tecnalía, 2007).

Tabla 2.1. Tecnologías de generación distribuido (Vinicio S. Ribadeneira, 2020), (Labein Tecnalía, 2007).

Tecnología de Generación	Rango de Potencia	Rendimiento (%)	Niveles de Costo de inversión	Emisiones CO ₂ (kg/MWh)
Turbina de combustión	1MW – 250MW	28-42	Bajo	590-800
Microturbinas	35kW – 400MW	25-30	Medio	545-700
Turbina hidráulica pequeña	1MW – 100MW	80-90	Medio	0
Turbina de gas de ciclo combinado	35MW – 400MW	50-70	Bajo	320-400
Micro turbina Hidráulica	25kW – 1MW	80-90	Medio	0
Turbina eólica	200W – 3MW	Promedio 43	Alto	0
Celdas fotovoltaicas	20W – 100kW	14-18	Medio	0
Central receptora solar térmica	1MW – 10MW	13-21	Alto	0
Sistema Lutz solar térmico	10MW – 80MW	-	Alto	0
Biomasa (gasificación)	100kW – 10MW	Promedio 32	Alto	0-50
Celdas de combustible, foto ácidas	200kW – 2MW	35-45	Medio	360-630
Celda de combustible, carbonato fundido	150kW – 2MW	45-60	Alto	360-630
Celdas de combustible, oxido sólido	250kW – 5MW	50-65	Alto	360-630
Energía mareomotriz	100kW – 1MW	Promedio 25	Alto	0
Motores Stirling Solar	2kW – 10kW	35-40	Medio	0
Almacenamiento de baterías	500kW – 5MW	60.7-72.2	-	0

2.6.2 Tecnologías para sistema de almacenamiento de energía eléctrica

La indisponibilidad de los recursos primarios de las DGs no convencionales hacen indispensable la utilización del sistema de almacenamiento, el cual permite disponer una

curva de generación continua a la red (ver tecnología más utilizada en Tabla 2.2) (Labein Tecnalia, 2007).

Tabla 2.2. Tecnología de almacenamiento más utilizado para DG no convencional (Labein Tecnalia, 2007), (Ahmed G. Abo-Khalil, Mohammad Ali Abdelkareem, Enas Taha Sayed, Hussein M. Maghrabie, Ali Radwan, Hegazy Rezk & A.G. Olabi, 2022)

Tecnología de Almacenamiento	Rango de Potencia	Rendimiento (%)	Tiempo de descarga	Aplicación
Batería Plomo ácido	1kW – 40MW	60.7-67.7	Minutos-horas	Hidráulica, Vehículo eléctrico, fotovoltaica, eólica, mareomotriz y undimotriz
Batería Níquel-Cadmio	1kW – 40MW	-	Segundo-horas	
Batería Sodio-Azufre	50kW – 10MW	56.7-72.2	Horas-días	Fotovoltaica, red eléctrica, Vehículos Eléctricos.
Batería Ion Litio [37]	Baja-Media y Alta potencia	87% en promedio	Minutos	Fotovoltaica y red eléctrica con muchas renovables
Energía magnética por superconducción (SMES)	1MW – 100MW	-	Segundos	
Ultra capacidad	10kW – 1MW	90% en promedio	Segundos	

2.6.3 Tecnologías de estaciones de carga de vehículos eléctricos

Los EVs que hoy en día existen son: vehículos eléctricos de batería (*Battery Electric Vehicle*, BEV), vehículos eléctricos híbridos (*Hybrid Electric Vehicle*, HEV), híbridos eléctricos enchufables (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle*, PHEV), vehículo eléctrico de celdas de combustibles (*Fuel-Cell Electric Vehicle*, FCEV), vehículos eléctricos de autonomía extendida (*Extended-Range Electric Vehicles*, ER-EVs) (Ahmed G. Abo-Khalil, Mohammad Ali Abdelkareem, Enas Taha Sayed, Hussein M. Maghrabie, Ali Radwan, Hegazy Rezk & A.G. Olabi, 2022).

Las EVCS son infraestructura que proporcionan energía eléctrica para recargar las baterías de los EVs tipos BEV, PHEV y ER-EV, esta infraestructura se diferencia entre otras por la capacidad que suministran y por los protocolos de comunicación (S. Habib, M. M. Khan, F. Abbas, and H. Tang, 2018). Las EVCSs pueden estar ubicadas en zona pública como también en zona residencial.

Las EVCSs pueden disponer de dos tipos de sistema de conversión; I) Cargador a bordo (*On-board Charger*), gestiona el flujo de energía entre la red eléctrica y el banco de baterías a través de un convertidor de potencia CA/CC dentro del vehículo, ajustando el control de

tensión CC al nivel de la batería, así mismo, corrección de factor de potencia y monitoreo de carga. II) Cargador a fuera (*Off-board Charger*), gestiona directamente el flujo de energía desde el cargador hasta el banco de batería en corriente continua, el convertidor de potencia CA/CC se encuentra dentro de la EVCS, esta se utiliza mucho para mayor transferencia de energía (kWh) en tiempo reducido (CORDIS, 2022).

Además, las EVCSs pueden presentar tres tipos de transferencia de energía (CORDIS, 2022); I) Sistema de carga conductiva; realiza el proceso de transferencia de energía contando con una conexión física entre EVCS y EV, también se caracteriza por su alto rendimiento y simplicidad. II) Sistema de carga inductiva; realiza el proceso de transferencia de energía por medio de inducción de campos electromagnéticos con mayor seguridad eléctrica, pero, genera pérdidas, rendimiento menor al 90% y compleja infraestructura. III) Intercambio de baterías; el proceso es únicamente reemplazar la batería descargada por uno cargado que se encuentra en el estacionamiento por el usuario.

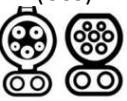
La Comisión Electrotécnica Internacional (*IEC*) establece cuatro diferentes modos de cargar los EV en el estándar IEC 61851-1 (S. Arar, 2022), las cuales son:

- **Modo 1:** Se conecta por medio de un enchufe doméstico (*Conector Schuko*) sin uso de protección ni función de control, la misma que debe cumplir con las regulaciones de seguridad y sistema de puesta a tierra. La capacidad máxima es de 16A, con uso de voltaje monofásico 250V y trifásico 480V, destinada para uso residencial y pequeños vehículos (moto y bicicleta).
- **Modo 2:** Se enlaza por medio de un enchufe doméstico o industrial equipado con dispositivo de protección y control, además dispone con dispositivos de comunicación de carga. La capacidad máxima es de 32A, con uso de voltaje monofásico 250V y trifásico 480V.
- **Modo 3:** Se enlaza directamente con EVCS fijo por medio de un cable con conector específico en el EV, cuenta con dispositivo de control, protección y comunicación. La capacidad es de 32 o 63 A (dependiendo del conector), destinada para uso comercial.
- **Modo 4:** Se enlaza directamente con EVCS fijo con conversión (*Off-board Charger*) por medio de un cable con conector específico, cuenta con un elevado grado de comunicación y control con la red eléctrica. La tensión de este modo de carga es 400 o 600 V CC, con una corriente máxima de 400A. Destinada para uso comercial (como electrolíneas).

El estándar SAE J2954, menciona los requerimientos y los suministros para la transferencia de energía inalámbrica (*Wireless power transfer, WPT*) en EV. La energía se transfiere mediante la formación de un campo resonante magnética entre la plataforma de emisión ubicado en el suelo (conectado a la red) y una plataforma de recepción ubicada en la parte inferior del EV, luego pasa por un convertidor AC/CC situada en el vehículo para cargar las baterías. Esta tecnología ofrece una carga segura y de forma autónoma, se establece tres niveles de potencia como WPT1= 3.7Kw, WPT2= 7kW y WPT3= 11kW) (SAE, 2020).

A continuación, se presenta un resumen en la siguiente tabla 2.3 sobre información recopilada de los tipos de conectores, el modo de carga, como también el nivel de voltaje y la capacidad (A. Bahrami, 2022).

Tabla 2.3. Tecnologías de conectores para EVCS (A. Bahrami, 2022).

Conector	Uso	Datos técnicos	Carga
Schuko 	Residencial	$I_{maxAC} = 16A$	Lenta
SAE j1772 	Residencial	$I_{AC} = 16A \text{ o } 80A$ $V_{1\phi} = 120V \text{ o } 240V$	Lenta
Mennekes 	Comercial	$P_{max} = 43.5kW$ $I_{AC} = 16A - 63A$ $V_{1\phi} = 100V - V_{3\phi} = 500V$	Lenta Semi-Rápida
CHAdEMO 	Comercial	$P_{max} = 50kW$ $I_{CC} = 125A - 200A$ $V_{CC} = 400V - 600V$	Lenta Semi-Rápida
Tesla 	Comercial y Electro linieras	$P_{max} = 100kW - 250kW$ $I_{CC} = 200A$ $V_{CC} = 480V$	Lenta Rápida
(CCS) 	Electro linieras	CCS1: $P_{max} = 200kW$ $V_{CC} = 600V \ A_{CC} = 400A$ CCS2: $P_{max} = 350kW$ $V_{CC} = 900V \ A_{CC} = 400A$	Rápida
CHAdEMO 3.0 	Electro linieras	$P_{max} = 500kW$ $I_{CC} = 400A - 600A$ $V_{CC} = 1000V$	Rápida Ultra Rápida
Chaoji ⁶ 	Electro linieras	$P_{max} \geq 900kW$ $V_{CC} = 1500V \ A_{CC} = 600A$	Ultra Rápida

⁶ Tecnología en estudio de implementación (Ahmed G. Abo-Khalil, Mohammad Ali Abdelkareem, Enas Taha Sayed, Hussein M. Maghrabie, Ali Radwan, Hegazy Rezk & A.G. Olabi, 2022)

Según el estándar SAE J1772-2017 clasifica los tipos de cargadores en tres diferentes niveles ya sea en CA o CC (Meyer and J. Wang, 2022), en la tabla 2.4, se esquematiza en cada nivel la tensión y la potencia (kW), además el tiempo estimado de carga y en qué nivel de sistema eléctrico se recomienda conectar (Meyer and J. Wang, 2022), (SAE, 2022).

La tecnología de estación de carga inteligente bidireccional para V2G permite el control, la gestión de carga y la información de datos, dado que, el VE está en la capacidad de consumir energía como descargar. A medida que se expande el parque automotor eléctrico, los niveles de carga serán cada vez masiva poniendo el riesgo el suministro eléctrico, por la cual, investigadores proponen la implementación de estaciones de carga inteligentes bidireccionales como una solución, la implementación conlleva a mejorar la flexibilidad, calidad, confiabilidad y estabilidad de la red, a su vez permite potenciar la integración de GD (SAE International, 2022).

Otra tecnología importante es la estación de carga ultra rápida (Ultra-fast charging stations, UFCS), que permite reducir los tiempos de carga (menor a 6 minutos) y a resolver el problema sobre la distancia de recorrido que pueden tener los VE sin quedarse sin energía. Así mismo, ayuda a reducir la corriente debido al alto voltaje y reducir las pérdidas en el conversor AC/CC, aunque, el alto nivel de potencia sería un tema de preocupación para la fabricación del equipo y operación del sistema de distribución (SAE, 2022).

Los costos de EVCS varían según la infraestructura, la capacidad, el tiempo de carga, el modo de carga, la protección, el control y la integración de telecomunicación, siendo hasta ahora un costo elevado la compra de cargadores EVFCS y EVUFCS, aunque, la elaboración de un diseño tarifario puede recuperar la inversión de estas tecnologías e incentivar la penetración de EVCS y DG (I. Freitas Gomes, Yannick Perez & Emilia Suomalainen, 2021).

Tabla 2.4. Estaciones según el nivel de carga para EV (Meyer and J. Wang, 2022), (SAE, 2022).

Fuente	Nivel de carga	Voltaje de servicio	Potencia (kW)	Tiempo de carga ⁷	Conexión en el sistema eléctrico
AC	Tipo 1	120V (1f)	2	10-13h	Residencia-
	Tipo 2	240V (1f)	20	1-4 h	Comercial en baja
	Tipo 3	240V (3f)	43.5	~1h	y media tensión.
CC	Tipo 1	200-450V	36	0.5-1.4h	Comercial en
	Tipo 2	200-450V	96	0.2-0.6h	media tensión
	Tipo 3 (carga rápida)	200-600V	60-500	~ 25min	AT-MT

⁷ El tiempo de carga depende de la capacidad de la estación de carga instalada y la capacidad de almacenamiento del vehículo eléctrico.

Tipo 4 (Ultra rápida) ⁸	≥800V	1000	~6min
------------------------------------	-------	------	-------

2.7 Red inteligente sobre el dominio de distribución.

El NIST ha desarrollado el modelo para describir los problemas de interoperabilidad de la red inteligente sobre el dominio de distribución. El dominio de distribución es la interconexión eléctrica entre el dominio de transmisión, el dominio del consumidor y los puntos de medición, almacenamiento y generación distribuida (ver figura 2.5). El dominio de distribución puede contener DER como almacenamiento de energía, unidades de generación pico u otros activos de mediana o pequeña escala. Particularmente, para una mayor participación de DER en la red de distribución es vital el uso de tecnología de información y comunicaciones a gran velocidad para gestionar y optimizar el flujo de potencia, la generación y el consumo en tiempo real.

El sistema de distribución puede disponer de una variedad de topología de red, incluidas radial, bucle o en malla. La confiabilidad del sistema de distribución varía según la topología de red, los tipos de dispositivos de configuración y control, y el grado de comunicación entre sí y con otros dominios (Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D, 2021).

En la red inteligente, el dominio de distribución tendrá mecanismo de detección y control, y se comunicará gradualmente con el dominio de operación en tiempo real para gestionar la red eléctrica asociadas con tecnologías de DER, mercados dinámicos, aspectos ambientales y de seguridad. El modelo conceptual del dominio de distribución, figura 2.5, incluye dispositivos de detención (por ejemplo, indicador de circuito de falla) como también funciones de operación (por ejemplo, estabilización) con el fin de mejorar la dinámica del sistema.

⁸ Se encuentra en estudio de investigación (aun no estandarizada) [42].



Figura 2.5. Visión general del dominio de Distribución, NIST (Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D, 2021)

El dominio de Distribución se comunicará con el dominio de Mercado de modo que afectará el consumo y la generación localizada. A su vez, los comportamientos dinámicos del mercado pueden tener impactos eléctricos y estructurales en el dominio de Distribución. En ciertos modelos, los proveedores de servicios pueden comunicarse con el dominio del consumidor empleando la infraestructura del dominio de Distribución, lo que cambiaría la infraestructura de comunicaciones seleccionadas para su uso dentro del dominio. Las aplicaciones típicas en el dominio de distribución se describen en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Aplicaciones típicas en el dominio de distribución

Ejemplo de Aplicación	Descripción
Subestación	Sistema de control y monitoreo dentro de una subestación
Almacenamiento	Sistema que controla la carga y descarga de una unidad de almacenamiento de energía para superar los desajustes temporales en las capacidades de oferta y demanda.
DG	Una fuente de energía ubicada en el dominio de distribución
DER	Los recursos energéticos que se encuentran en un cliente o pertenecen al operador de la red de distribución.
Medición y control	Incluye todos los tipos de sistema de medición y control para medir, registrar y controlar, con la finalidad de proteger y optimizar el funcionamiento de la red.

El dominio de distribución se comunica con el dominio de mercado, operador, proveedor de servicio, consumidor y generación, con la finalidad de brindar al sistema autorrecuperación, autocontrol, previsibilidad y adaptación de DER. Siguiendo el contexto se describe un breve

resumen de cada dominio que participa en la red de distribución (Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D, 2021):

a.) Consumidor: Los clientes del suministro eléctrico pueden generar, almacenar y administrar el uso de energía en cada subdominio (residencial, comercial e industrial). Algunos actores ofrecen control e información entre los otros dominios y el consumidor, a través de AMI y el interfaz de servicios energéticos (*Energy services interface*, ESI).

El ESI brinda una interfaz segura para las interacciones entre la empresa eléctrica y el cliente, a su vez, puede operar como un puente hacia los sistemas basados en instalaciones, tales como; sistema de automatización de edificios (*Building automation system*, BAS) o el sistema de gestión de las instalaciones de un cliente. El consumidor se comunica con el dominio de mercado, operación, distribución y proveedor de servicio para garantizar el funcionamiento del uso de la energía de calidad al mínimo costo.

a.) Mercados: Predominan el intercambio de energía y equilibran la oferta y la demanda del sistema eléctrico. Se comunican con todo el sistema eléctrico donde deben ser confiables, auditables y trazables.

b.) Proveedor de servicios: Sirve para apoyar al dominio de distribución, mercado, generación y consumidor, tales como facturación y administración, manejo de la gestión del uso de la energía y despacho de energía. Es de vital importancia para la comunicación, está no debe comprometer con la estabilidad, integridad y seguridad cibernética de red cuando se entregan servicios a los clientes.

c.) Operaciones: Se comunica con todos los dominios para brindar información del estado de red en tiempo real brindado calidad, confiabilidad y seguridad. Para el consumidor hacia la distribución o viceversa se emplea un DMS (*Distribution Management System*) para analizar y operar el sistema de distribución se emplea ADT (*Advanced Display Technologies*).

d.) Generación incluida DER: Son responsables de generar electricidad sea grande o pequeña la escala, central o distribuida, convencional o no convencional. Eléctricamente se conecta con el dominio de transmisión, distribución y consumidor, a su vez, se comunican con todos los dominios para garantizar un correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Los DER participan en este dominio para brindar generación y almacenamiento.

e.) Transmisión: Son responsable de transferir masivamente la energía eléctrica desde el dominio de generación hasta la subestación de distribución. Se comunica

con el operador para mantener la estabilidad del sistema. Los DER también pueden participar en este dominio para brindar flexibilidad al sistema eléctrico.

2.8 Previsión de la demanda en el sistema de distribución con recursos energéticos distribuidos.

El desarrollo tecnológico, social y ambiental será la base importante para la integración de los recursos energéticos distribuidos conceptualizando una red inteligente con la necesidad de satisfacer a los consumidores servicio de calidad del suministro eléctrico, por lo cual, es de vital importancia realizar la proyección de la demanda futura, dicha proyección tendrá que ser lo más exacto posible para realizar la operación y planificación del sistema de distribución. Estas predicciones de carga (*Load Forecast*, LF) pueden ser realizada en un horizonte de corto, mediano y largo plazo:

- **LF de corto plazo:** Es adecuado para la operación y supervisión, facilita a la generación distribuida tener una predicción de despacho económico en base horaria hasta una semana.
- **LF de mediano plazo:** Es adecuado para una planificación de operación, producción y costo de energía, referente a un diagnóstico de consumo mensual para el consumidor residencial, comercial e industrial en un periodo de un mes hasta un año.
- **LF a largo plazo:** Es apropiado para la planificación de expansión en un periodo de 10 años o más.

La previsión de la demanda en la red inteligente es un parámetro clave para la operación y planificación del sistema eléctrico y tiene un gran potencial para minimizar costos para el proveedor de servicios (Rabiya Khalid & Nadeem Javaid, 2020). Por lo general, la predicción de la demanda se ve afectada por parámetros influyentes entre los cuales se pueden mencionar; clima, planes de desarrollo comunitario, planes municipales, factores geográficos, hábitos de consumo, tarifas, planes industriales, crecimiento demográfico, entre otras. Estos parámetros conllevan a errores en la predicción de la demanda afectando a la planificación de operación y expansión. Los modelos de predicción en la red inteligente requieren de técnica de estimación con procesamiento de datos (*Big Data*) con el fin de determinar parámetros o diseños hiperparámetros del modelo (Rabiya Khalid & Nadeem Javaid, 2020).

La tecnología importante para LF es el uso de los medidores inteligentes para la recopilación y procesamiento de datos, esta tecnología ha dado lugar a la predicción de la carga a corto plazo (*short-term load prediction*, STLF) a nivel local instalados en los clientes, alimentadores

y subestaciones. La STLF provee demandas en periodos de horas o semanas, que ayuda al sistema eléctrico predecir perfiles de carga para DSM, optimización de almacenamiento de energía, la integración de VE y las aplicaciones de microgrid.

Otro factor importante para LF es el servicio de la respuesta de la demanda (DR) que ofrece la red inteligente. Este servicio se refiere a la participación activa de los consumidores en los sistemas energéticos. Al recibir el precio y registro de la demanda en tiempo real los consumidores pueden cambiar sus hábitos de consumo a cambio de un incentivo económico, de esta manera, es posible cambiar los perfiles de carga en los nodos de la red, lo que representa una nueva oportunidad para solventar las restricciones de la red y apoyar la integración de DG no convencional y sistema de almacenamiento, proporcionando beneficios económicos a todos los integrantes del sistema eléctrico.

Por lo general, la previsión de la demanda en la red inteligente requiere de técnicas matemáticas, que normalmente se basan en datos históricos de la demanda y parámetros influyentes. Los modelos de predicción se pueden clasificar en: I) Modelos Estadísticos, II) Modelos basados en Inteligencia artificial (*Artificial Intelligence*, AI) y III) Técnicas basadas en Microáreas [18].

2.9 Modelo de planificación.

Los modelos de planificación son utilizados para tomar las mejores decisiones de acuerdo con un periodo de tiempo de estudio en el sistema de distribución, se clasifican según distintos criterios como son:

- a.) **Modelos según las restricciones asociadas:** La planificación se define según la solución óptima de la función objetivo sujeta con; modelos no restringidos y modelos restringidos.
- b.) **Modelos según las variables:** Es el conjunto de datos en el dominio según la naturaleza del problema, estas se clasifican en tres grupos; variables continuas, variables enteras o también llamado variables discretas y variables entera-mixta.
- c.) **Modelos según el número de objetivos:** Son aquellos modelos donde se definen la cantidad de funciones objetivas en la planificación; para una sola función objetiva se denomina mono-objetivo, mientras que dos o más objetivos se llaman multi-objetivos.
- d.) **Modelos según la formulación del problema:** Se define de acuerdo con el modelo matemático que represente el problema de planificación las cuales pueden ser:

- **Lineales:** Es aquella función objetiva con característica de formulación lineal sujeto a restricciones netamente lineales.
 - **No lineales:** Es aquella función objetiva con característica de formulación no lineal sujeto a restricción lineal y no lineal. Debido a la no linealidad del problema la búsqueda de soluciones puede ser global o local.
- e.) **Modelos según la certeza de la planificación:** Se define el modelo de la simulación según la certeza de las variables asociadas, estas se clasifican en dos grupos:
- **Determinísticos:** Es aquel modelo donde las variables son consideradas como un valor fijo, por ejemplo; capacidad máxima de generación, demanda máxima en un periodo, entre otras.
 - **Estocásticos:** Es aquel modelo probabilístico donde las variables son aleatorias. El modelo de la planificación sujeta a variables aleatorias representa imitar a los valores que suceden en la vida real con incertidumbre ajustando su comportamiento en funciones de probabilidad, por ejemplo, generación solar y eólica a lo largo del tiempo, flujo de potencia probabilística, entre otras.
- f.) **Modelos según la etapa de estudio de planificación:** El estudio de planificación basado en periodos de tiempo se puede realizar mediante tres modelos de estudio:
- **Planeamiento Estático:** También llamado como mono etapa, es aquella donde define Dónde, Qué y Cuántos equipos son instalados en la red eléctrica para un solo periodo de tiempo o año horizonte.
 - **Planeamiento Cuasi-Estático:** Es similar al planeamiento estático con la diferencia de que el estudio lo divide en sub-etapa del año horizonte.
 - **Planeamiento Dinámico:** También nombrado como multietapa, es aquella donde permite saber Dónde, Qué, Cuántos y Cuándo instalar los nuevos equipos en la red eléctrica y en qué intervalo de tiempo debe ser operado el equipo. El modelo da solución óptima en cada etapa del tiempo, por lo general, representa una gestión de planificación completa.

2.10 Planificación de redes inteligentes en el sistema de distribución

En estos últimos años se ha vuelto importante la planificación de red inteligente en el sistema de distribución integrando los recursos energéticos distribuidos, esta planificación ha sido gracias al crecimiento de fabricaciones tecnológicas (tabla 2.1, 2.2, 2.3), interés de descarbonizar la generación de combustión interna, interés en mejorar la resiliencia y la

operación del sistema de distribución, convirtiéndolo así, a la red de distribución de un modelo convencional centralizado a un modelo distribuido (M. Papadimitrakis, N. Giamareos, M. Stogiannos, E.N. Zois, N.A. Livanos & A. Alexandridis, 2021). Así mismo, este progreso es gracias al desarrollo de una infraestructura de medición avanzada, información y comunicación eficiente.

El marco conceptual de la red inteligente permite una operación más confiable, eficiente y económica, capaz de integrar con mayor aceptación los DERs, cuenta con grandes cantidades de información para llevar a cabo una operación y planificación efectiva. Para llevar a cabo la planificación se integra en conjunto la DG y EVCS, que contribuye al impulso del desarrollo sostenible, eficaz y óptimo de las redes eléctricas de distribución, garantizando el equilibrio de la generación y la demanda, límites de voltajes y límites capacidad de generación y conductor. Sin embargo, la GD no convencional y la predicción de la demanda conlleva incertidumbres, esto es debido a la indisponibilidad de los recursos primarios (viento, sol, agua, entre otros.) y factores que influyen en la predicción de la demanda (clima, hábitos, tarifas, entre otras). Para hacer frente a estos problemas antes mencionados se promueve modelar el problema de la planificación de una manera probabilística con variables aleatorias. En el siguiente capítulo se detalla los modelos estocásticos que integra en la planificación.

La planificación de expansión de red inteligente se lo determina habitualmente en cada etapa de un horizonte con porcentaje de penetración de estaciones de carga de VE y DG según la proyección de la demanda futura y la capacidad de la red, con el objetivo de; minimizar los costos de inversión y operación, analizando diferente topología de red y constatar la ubicación y capacidad de los recursos energéticos distribuidos, por último, consiste en definir un escenario de expansión de DG y EVCS, de tal manera, que toma las mejores alternativas concretando que, donde y cuantos equipos se instalará en la red futura.

El ingreso del algoritmo se basa en; I) la minería de datos sobre pronóstico de demanda, II) Generación de energía de DER y demanda de EVCS, III) la topología de red y IV) los escenarios de expansión de DER, estas variables definen el modelamiento matemático de la planificación, luego, a través de algoritmo de optimización se busca minimizar la función objetivo con la premisa de encontrar la ubicación y capacidad óptima. En la siguiente sección se describen modelos matemáticos utilizados en la literatura de investigación para el problema de planificación de red inteligente.

2.11 Modelamiento matemático

Los modelos matemáticos permiten representar problemas de ingeniería mediante el uso de formulaciones matemáticas de acuerdo con los objetivos planteados, esto con el fin de encontrar una solución a dicho problema de una manera eficaz, certera y óptima en tiempos aceptables, cuanto más exacto sea el modelo más complejo será la búsqueda de solución.

En la literatura investigativa no muestra muchos trabajos de DER en conjunto, la desventaja al aplicar modelo que solamente estudian en forma individual la GD, estaciones de caga de VE y sistema de almacenamiento; en el sistema de distribución es que el planificador debe ajustar o modificar el planeamiento para poder cumplir con las restricciones no lineal de los flujos de potencia bidireccional. Este ajuste puede provocar costos de inversión alta debido a que el modelo no toma en cuenta la tecnología en conjunto de DER para la etapa de planeamiento.

En los últimos años, en los modelos matemáticos para tratar la planificación se ha llevado a cabo cambios en la certeza de las variables desde lo determinístico hasta en forma estocástico, como resultado se logra una mejor estimación de los costos de inversión, donde, el planificador tendrá una mejor visión del resultado esperado. Este modelo probabilístico toma en cuenta la incertidumbre de consumo del cliente y en la GD no convencional. En la actualidad, se conoce que se han desarrollado relativamente no demasiados trabajos para tratar el modelo integrando DER con variables estocásticas, puesto que, al aplicar este modelo, el problema se vuelve complejo en la programación. La planificación está asociada con el número de objetivos en (Jian Zhao, Zhao Xu, Jianhui Wang, Cheng Wang & Jiayong Li, 2018), (S. Zeynai, N. Rostami & M.R. Feyz, 2020), (Umar Hanif, Reza Fachrizal, Mahmoud Shepero & Joakim Munkhammar, 2021), (Saeed Zeynali, Naghi Rostami, Ali Ahmadian & Ali Elkamel, 2021) usan modelo mono-objetivo y (V. Hui Fan, J. Qiu, K. Meng, & Z. Dong, 2020), (A. Amer, JMaher A. Azzouz, A. Azab, & S.A. Awad, 2020), (Zeyang Fan, Hong Yi, Jian Xu, Peng Liu, Hui Hou, Rongjian Cui & Changjun Xie, 2020), (S. Zeynai, N. Rostami, M.R. Feyz & B. Mohammadi, 2020), (S. Wang, Z. Y. Dong, C. Chen, H. Fan and F. Luo, 2020), (E. C. da Silva, O. D. Melgar-Dominguez and R. Romero, 2021) multi-objetivos con ciertos datos estocásticos para hacer frente al problema, en los cuales se ha conseguido buenos resultados.

Para el problema del planeamiento de red inteligente integrando recurso energético distribuido, es fundamental contar con modelos matemáticos capaces de representar el sistema en conjunto, se ha investigado aspectos relevantes de modelamiento, entre lo más utilizados se encuentran modelos estocásticos integrando GD y estaciones de carga de VE

basado en; la respuesta a la demanda (Saeed Zeynali, Naghi Rostami, Ali Ahmadian & Ali Elkamel, 2021), problemas de optimización con modelos de programación lineal (Jian Zhao, Zhao Xu, Jianhui Wang, Cheng Wang & Jiayong Li, 2018), programación no convexo entero mixto (S. Wang, Z. Y. Dong, C. Chen, H. Fan & F. Luo, 2020) y programación no lineal entero mixto (A. Amer, JMaher A. Azzouz, A. Azab, & S.A. Awad, 2020), (V. Hui Fan, J. Qiu, K. Meng, & Z. Dong, 2020), (Zeyang Fan, Hong Yi, Jian Xu, Peng Liu, Hui Hou, Rongjian Cui & Changjun Xie, 2020), (E. C. da Silva, O. D. Melgar-Dominguez & R. Romero, 2021).

A continuación, se muestra en forma general modelos de planificación utilizados en la literatura para resolver el problema DER (ver tabla 2.6, 2.7 y 2.8). En el siguiente capítulo se especificarán de manera detallada los métodos estocásticos para hacer frente el planeamiento de integración de DER.

Tabla 2.6. Significados de términos

Términos	Significado
PSO	Optimización de enjambre de partículas
SA	Recocido simulado
GA	Algoritmo Genético
EA	Algoritmo Evolutivo
MINLP	Programación no lineal entero mixto
MILP	Programación lineal entero mixto.
NAA	Algoritmo de agregación natural
DEMO-SPII	Evolutivo diferencial multiobjetivo de Pareto
GA-DE-SPEAI	Algoritmo genético y algoritmo evolutivo de Pareto multiobjetivo
C&CG	Generación de columnas y restricciones
GRASP-TS	Metaheurística búsqueda adaptativa aleatoria y búsqueda tabú
ANN	Red neuronal artificial
IA	Inteligencia artificial
DRP	Programa de respuesta a la demanda
FCS	Estaciones de carga rápida
PEV	Vehículos eléctricos enchufables
DR	Respuesta a la demanda

Tabla 2.7. Resumen sobre modelamiento matemático, parte 1.

Autores		(Jian Zhao, Zhao Xu, Jianhui Wang, Cheng Wang & Jiayong Li, 2018)	(V. Hui Fan, J. Qiu, K. Meng, & Z. Dong,2020)	(A. Amer, JMaher A. Azzouz, A. Azab, & S.A. Awad, 2020)	(Zeyang Fan, Hong Yi, Jian Xu, Peng Liu, Hui Hou, Rongjian Cui & Changjun Xie, 2020)	(S. Zeynai, N. Rostami & M.R. Feyz, 2020)	(S. Zeynai, N. Rostami & M.R. Feyz, 2020)
Año		2018	2020	2020	2020	2020	2020
DER	GD	PV	si		Si	si	
		Eólico	si	Si	si	si	si

	EESS					
	PEV	si	Si		Si	si
	EVCS	FCS				
	UCS					
Variable de decisión	N. Líneas		Si			
	Ubicación	si	Si	si	Si	si
	Capacidad	si	Si		Si	si
Incentivo EVCSs				Si		
Incluye estudio ambiental		si	Si		si	si
F. Objetivo	Minimiza costos de inversión-operación anual.	Minimiza el costo total. Maximiza capacidad de EVCSs	Minimiza el costo total. Maximiza los ingresos de operación FCS Y GD.	Minimizar costos de inversión. Maximizar la utilización del objetivo técnico y seguridad	Minimizar costo de operación - mantenimiento anual	Minimizar índice de estabilidad de tensión, el coste total y emisiones de gases de efecto invernaderos
Problema de optimización	MILP	MINLP	MINLP	MINLP	-	-
Método de resolución	Algoritmo (C&CG)	Algoritmo Evolutivo	Algoritmo genético (GA)	Algoritmo multiobjetivo híbrido (PSO-SA)	(GA-DE-SPEAll)	(DEMO-SPII)
Red de simulación	IEEE 123 bus	Red de distribución 54 y 25 bus	Red de distribución 41 bus de (centro de Chicago)	IEEE-33 bus	Red de distribución 21 bus	Red de distribución 21 bus
Adopción de EVCSs	De acuerdo a la capacidad de la red y red de tráfico	De acuerdo a la capacidad de la red	De acuerdo a la capacidad de la red y el tráfico	De acuerdo a la capacidad de la red	15, 30 y 50%	0, 15, 30 y 50%
Tipo de planificación	Expansión	Expansión	Expansión	Expansión	Expansión	Expansión
Etapas de planificación	Horizonte en 2 etapas	Horizonte de 10 años en 2 etapas	Estático	Estático	Multiperiodo	Multiperiodo
Certeza de la planificación	Estocástico GD y EVCS	Estocástico GD y EVCS	Estocástico GD y EVCS	Estocástico GD y EVCS	Estocástico GD	Estocástico GD

Tabla 2.8. Resumen sobre modelamiento matemático, parte 2.

Autores	[22]	(S. Wang, Z. Y. Dong, C. Chen, H. Fan and F. Luo, 2020)	(Umar Hanif, Reza Fachrizal, Mahmoud Shepero & Joakim Munkhammar, 2021)	(Saeed Zeynali, Naghi Rostami, Ali Ahmadian & Ali Elkamel, 2021)	(E. C. da Silva, O. D. Melgar-Dominguez and R. Romero, 2021)	
Año	2020	2020	2021	2021	2021	
DER	GD	PV	si	Si	si	Si
		Eólico	si	Si		Si
		EESS	si			Si

	PEV	Si	si	Si	si
EVCS	FCS	Si			
UCS					
Variable de decisión	N. Líneas				
	Ubicación	Si	Si	si	Si
	Capacidad	Si	Si	si	Si
Incentivo EVCSs				Si	
Incluye estudio ambiental					
F. Objetivo	Minimizar costo de inversión – operación anual	Minimizar el costo de inversión. Minimizar pérdidas de energía	Minimizar la variación de la carga	Máxima unidades de GD disponibles.	Maximizar la penetración de instalación de GD - Evs. Minimizar las pérdidas
Problema de optimización	MILP	No convexo entero mixto	-	MILP	MINLP
Método de resolución	Solver Gurobi	NAA	DR	ANN y PEV basado en DR	(GRASP-TS)
Red de simulación	Red de Distribución 14 bus	Red de Distribución 25 y 54 bus	IEEE Europea con red de bajo voltaje Desequilibrado	-	Red de Distribución 83bus
Adopción de EVCSs	De acuerdo a la capacidad de la red y el tráfico	De acuerdo a la capacidad de la red y el tráfico	10 niveles de penetración	De acuerdo a la capacidad y la gestión de BESS	De acuerdo a la capacidad de la red
Tipo de planificación	Expansión	Expansión	Expansión	Mercado	Expansión
Etape de planificación	Estático	Estático	Multiperiodo	Estático	Multiperiodo
Certeza de la planificación	Estocástico GD	Estocástico GD y EVCS	Estocástico cargas	Estocástico GD	Estocástico GD y EVCS

2.12 Problemas de Optimización.

Los problemas de optimización son contextualizados por medio de modelos matemáticos con ciertas restricciones que surge en entornos industriales, sociales y ambientales para optimizar sus recursos, es decir, encuentra soluciones máximas o mínimas de un concepto sujeta a restricciones del problema, se divide en dos grandes grupos como son (Christian Blum, 2021):

- Optimización de funciones:** Establece integrar las funciones matemáticas con dos o más variables para representar directamente el problema, esto puede ser resuelto por medio de cálculo diferencial.

- Optimización Combinatoria:** Establece la unión de las matemáticas aplicadas y de la ciencia de cómputo, relacionada con la investigación de operación con el fin de encontrar soluciones óptimas entre un conjunto finito de alternativas, como, por ejemplo; problema del viajero, problemas de redes eléctricas, ruteo de vehículos, localización, entre otras. Entre la programación de algoritmo más importante se tiene; programación entera, programación lineal entera mixta y programación no lineal entera mixta (ver figura 2.6).

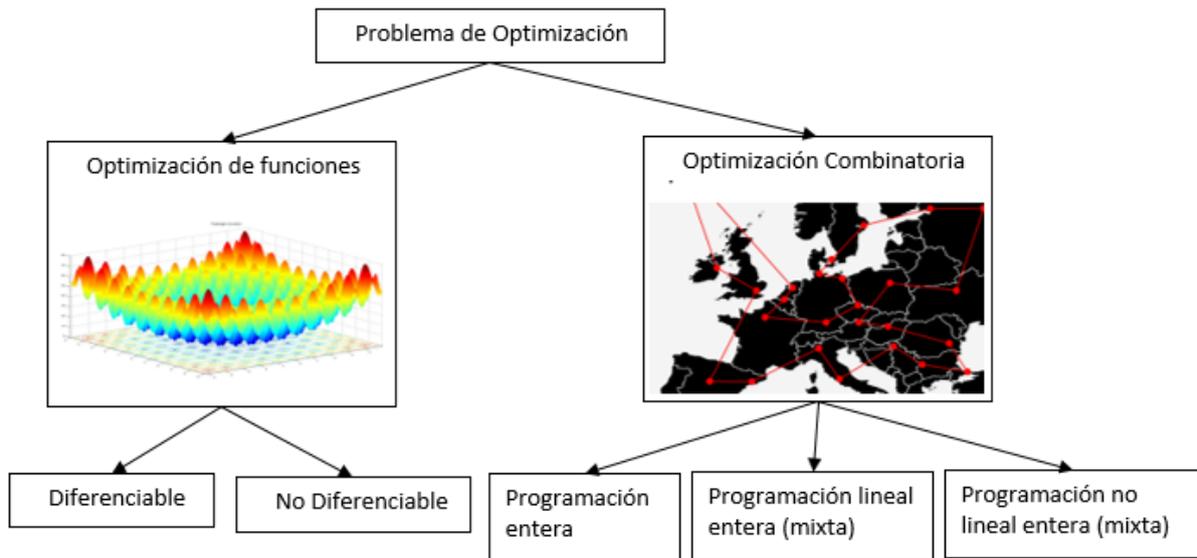


Figura 2.6. Problemas de optimización (Christian Blum, 2021)

2.12.1 Problemas de optimización de redes inteligentes en el sistema de distribución

El modelo matemático para la planificación en las redes eléctricas inteligentes es un proceso complejo de optimización debido a las alternativas, limitaciones e incertidumbre existente, los problemas típicos encontrados en la literatura son:

- Problema de selección y dimensionamiento de generación:** Los objetivos planteados más comunes son conseguir rentabilidad y confiabilidad, a su vez, disminuir las emisiones contaminantes.
- Problemas de ubicación:** Es uno de los problemas más cuestionados con el fin de mantener las restricciones de seguridad, calidad y confiabilidad. Como objetivo de la ubicación de equipos DER es; disminuir las pérdidas de potencia, mejorar los perfiles de voltaje, mejorar los índices de confiabilidad, maximizar penetración de DER, minimizar emisiones contaminantes y disminuir costos con; inversión, operación, costo nivelado de energía (*Levelized Cost of Energy*, LCOE), emisiones y algunas

veces con la combinación de estos costos (S. Wang, Y. Sun, Y. Li, K. Li, P. An and G. Yu, 2020), (David A. Copp, Tu A. Nguyen, Raymond H. Byrne & Babu R. Chalamala, 2022).

Las restricciones asociadas definidas para el problema de planificación son; I) límites de potencia activa y reactiva de DG, II) límites de potencia o corriente entre nodos, III) balance de potencia, IV) límite de tensión nodal, V) límite de SOC (*State of charge*) de batería, VI) límites de tamaño y ubicación de DG, VII) costos de inversión (presupuesto), VIII) Límite y demanda de EVCS, IX) Autonomía de EV, X) restricción de topología de red, XI) Límite de fuente de energía reactivas. La suma de restricciones dependerá el número de activos tecnológico de DER. Además, los factores a considerar para un planeamiento eficiente son; DR, DSM, AMI, tarifas de electricidad, incertidumbre, coordinación de los clientes, generación en isla, beneficio social, carga controlable, entre otras.

2.13 Técnicas de Optimización.

2.13.1 Modelos de optimización clásica.

Estos modelos usan métodos de cálculo para resolver el modelo matemático y así poder encontrar una solución óptima. Se han realizado investigaciones utilizando técnicas clásicas de optimización para resolver el problema del planeamiento de redes, sin embargo, en la actualidad no son muy utilizadas tienen un alcance limitado en aplicaciones prácticas [20].

- Programación lineal (Método Simplex, Elipsoidal y Primal-Dual)
- Programación cuadrática
- Programación geométrica
- Programación fraccional
- Programación convexa y no convexa
- Programación entera.

2.13.2 Algoritmo de optimización.

2.13.2.1 Técnicas exactas.

Estas técnicas exactas obtienen solución global del problema en tiempo razonable, mayor parte son usados para pequeños problemas o simplificación del problema de la red eléctrica, entre los grupos de técnicas exactas que son utilizadas para problema de planificación de expansión de redes son (Christian Blum, 2021):

- Programación dinámica.

- Algoritmo de Branch and Bound.
- Método de descomposición de Benders.

2.13.2.2 Técnicas aproximadas.

Las técnicas aproximadas permiten encontrar una solución óptima global o local del espacio de búsqueda en un tiempo factible, la mayor parte son usadas para resolver problemas de gran tamaño, se divide en dos grupos; Heurístico y Meta-heurístico. Aunque, algunas veces desarrollan algoritmos híbridos con técnicas aproximadas para aumentar la eficiencia y disminuir el tiempo de cómputo (E. C. da Silva, O. D. Melgar-Dominguez & R. Romero, 2021).

Los Heurísticos se basan en procedimientos secuenciales, de forma sistemática, los cuales encuentran una solución óptima del espacio a partir de una topología base, son usados para problemas combinatorias con el fin de encontrar soluciones razonables como, por ejemplo: Algoritmo voraz.

Las metaheurísticas son algoritmos que encuentran una o más soluciones factibles en un espacio de búsqueda, éstas permiten resolver problemas con una alta complejidad, facilitando soluciones factibles en un tiempo viable. Los algoritmos metaheurísticos con búsqueda local pueden llegar a reducir el espacio de búsqueda evitando mínimos locales, lo que produce una técnica de solución más robusta. Algunos algoritmos metaheurísticos más utilizados para el problema de planificación de red son los siguientes (David A. Copp, Tu A. Nguyen, Raymond H. Byrne & Babu R. Chalamala, 2022):

- Recocido simulado.
- Búsqueda de Tabú.
- Algoritmos evolutivos.
- Enjambre de partículas.
- Colonia de hormigas
- Algoritmos genéticos.
- Técnicas inteligentes híbridas artificiales.

CAPITULO 3

3 ANTECEDENTES TEÓRICOS: MODELOS ESTOCÁSTICOS, TEORÍA DE PROBABILIDAD, CADENA DE MÁRKOV, MODELO DE COLA Y SIMULACIÓN.

3.1 Introducción

La toma de decisión que se presentan en la operación y planificación de redes eléctricas inteligentes son expuestos a grandes cambios debido a la variabilidad del entorno que lo rodea. De hecho, en la mayoría de las Empresas Eléctricas desarrollan modelos ineficientes para hacer frente a la planificación de redes eléctricas inteligentes, considerando normalmente que los datos de entrada y el conjunto de restricciones son determinísticos incluyendo a la demanda máxima como un solo valor fijo, sin embargo, se nota que la demanda máxima no ocurre con frecuencia y que la generación distribuida como la solar no genera energía todo el tiempo (Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D, 2021).

Los modelos determinísticos simplifican la decisión del operador, debido a que no toman en cuenta a la incertidumbre que esté presente en la generación y demanda. Los modelos determinísticos diseñados a base de la demanda máxima proporcionan un valor fijo, donde, el algoritmo encuentra exclusivamente un resultado haciendo que la solución sea subóptima o que incluso la solución no sea precisa llevando a errores muy graves como la inestabilidad del sistema o la inversión millonaria sobredimensionada. Para el presente estudio es necesario desarrollar técnicas que hagan frente a problemas estocásticos de optimización combinatoria (*stochastic combinatorial optimization problems*, SCOP) con el fin de encontrar soluciones precisas y robustas (Bianchi, L., Dorigo, M., Gambardella, L. M., & Gutjahr, W, 2006) y (Stefanie Kosuch, 2021).

A pesar de la cantidad de trabajos científicos que se han publicado sobre las redes inteligentes (Smart Grids), todavía se ve la necesidad de desarrollar modelos para aportar precisión en los resultados de operación/planificación y evidenciar el funcionamiento de los recursos energéticos distribuidos. Diversas circunstancias y factores podrían tener un efecto crítico sobre la decisión de planificación, logrando así ser un sistema vulnerable ante la variabilidad del suministro eléctrico.

La variabilidad se ha definido desde el punto de vista teórico, pero ninguna de las propuestas parece ser adecuada ni suficiente para describir la complejidad relacionada en las redes

inteligentes, por ejemplo; variabilidad multi-dimensional y valores de fluctuaciones a lo largo del tiempo en la generación y demanda. Por lo cual, es necesario modelos precisos y dinámicos que describan el desarrollo estocástico en las redes eléctricas con uso de la teoría de probabilidad, cadena de Márkov y modelos de colas, los métodos son programados y evaluados según el espacio muestral a través de la simulación de estado, ya sea en tiempo discreto o continuo, estas metodologías permiten realizar criterios de análisis para la planificación de expansión, la confiabilidad y la operación del sistema eléctrico. La simulación con datos estocásticos permite desarrollar los problemas SCOP con el fin de obtener resultados de alta calidad.

En el presente capítulo detallará los antecedentes teóricos sobre modelos probabilísticos para resolver la variabilidad que existe en las redes eléctricas y se describen algunas aplicaciones para su uso.

3.2 Modelos estocásticos

Los modelos estocásticos permiten enunciar la estructura y la evolución de un proceso en un horizonte de tiempo. Las variables asociadas al evento pueden ser; Económicas (demanda de un producto, producto interno bruto, costo de Inversión, entre otras), físicas (velocidad de viento en central eólica, radiación solar en planta fotovoltaica, emisión de CO₂, entre otras) o social (crecimiento poblacional, hábitos de consumo, entre otras). Si se considera que los datos son obtenidos a través del tiempo entonces el comportamiento de los datos podría proveer una evolución futura a la realidad, gracias al uso de los procesos estocásticos.

Los procesos estocásticos se definen como una colección de variables aleatorias $\{X_t \text{ con } t \in T\}$, ordenadas a través del tiempo T según el subíndice t . Es decir, para cada instante t se tiene variables aleatorias representadas por X_t , el proceso estocástico se define como una sucesión de datos aleatorios a lo largo del tiempo.

Los valores X que puede tomar las variables aleatorias en un espacio de datos se denomina estados, X puede ser un espacio de estado discreto o espacio de estado continuo, así mismo, las variables tiempo t puede ser discreto o continuo. El tiempo discreto son los cambios ocurridos para cada estado de tiempo (horas, días, meses, años...), mientras que, tiempo continuo se realiza en cualquier instante del tiempo. Por lo general, los procesos dependen de cómo sea los valores X y tiempo t en un conjunto T (ver tabla 3.1 y figura 3.1) [64][65][66].

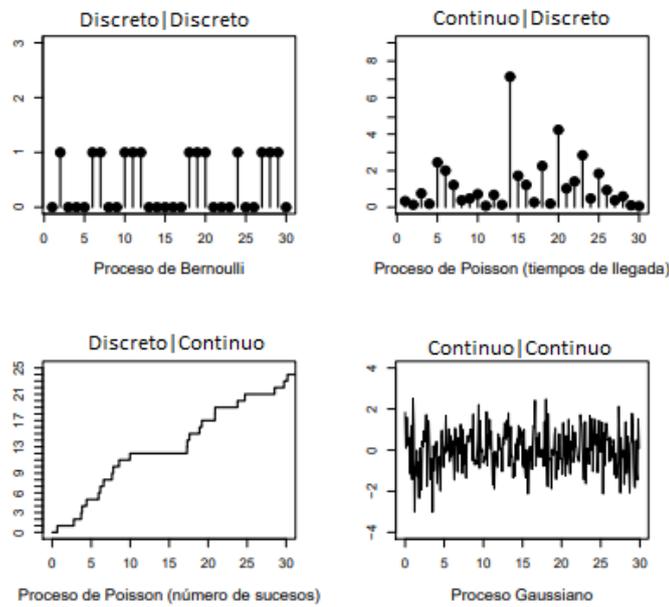


Figura 3.1. Clasificación de procesos estocásticos (Montes F, 2007)

Tabla 3.1. Clasificación de procesos Estocásticos (Montes F, 2007), (C. J. Zapata, 2010)

$X t$	Tiempo Discreto	Tiempo Continuo
Estado Discreto	Proceso de Cadena de Márkov discreta, Procesos de Bernoulli.	Proceso de Salto puros: Procesos de Poisson en sucesos.
Estado Continuo	Proceso de cadena mejorada, Proceso de Poisson (tiempo de llegada)	Procesos continuos: Proceso Gaussiano, Proceso Browniano.

3.2.1 Procesos de estados discretos

Los procesos de Bernoulli tratan la sucesión de las variables X_i con valor de “0” o “1”, a menudo se le denomina “éxito” o “fracaso”, el resultado presenta el número de éxito en el n -ésimo “ensayo” llamado como ensayo de Bernoulli. Por ejemplo, la sucesión de lanzamiento de una moneda y la probabilidad que salga “cara” en el n intento (Montes F, 2007).

La secuencia de variables aleatorias que determinan el proceso estocástico con espacio de estado discreto se representa como $\{X_0 = x_0, X_1 = x_1, \dots, X_{n-1} = x_{n-1}, X_n = x_n\}$, donde, cada estado X_i representa una distribución de probabilidad. La probabilidad de la ecuación (3.1) resulta la información total del proceso que se puede resumir en la posición actual, a esta se la denomina como “propiedad de Márkov” (C. J. Zapata, 2010).

$$P\left(X_n = \frac{x_n}{X_0 = x_0, X_1 = x_1, \dots, X_{n-1} = x_{n-1}} = x_{n-1}\right) = P\left(X_n = \frac{x_n}{X_{n-1} = x_{n-1}} = x_{n-1}\right) \quad (3.1)$$

3.2.2 Procesos de estado continuo

Se considera por tener los procesos de estado en forma continua con sus respectivas series de tiempo continuo durante la realización de un experimento. La realización se obtiene de un resultado aleatorio de varias repeticiones obteniendo así un grupo infinito de valores en el tiempo $\{X_t\}$, con $t \in \Omega$ (Montes F, 2007). La realización de la serie temporal consta de infinitos o finitos valores según sea visto desde la perspectiva del proceso estocástico, por ejemplo, la producción de una fábrica, la operación de una unidad de generación, la evolución de la demanda eléctrica, entre otras (Carlos J. Zapata, 2011).

3.2.3 Características de un proceso estocásticos

Un proceso estacionario consta de las siguientes características [65]; I) $\mu_t = \mu$, II) $\sigma_t^2 = \sigma^2$, III) $Cov(t, t + j) = Cov(s, s + j) \forall j \in \pm I$.

Para los procesos estocásticos es posible obtener su valor medio, su varianza, covarianzas u otras características probabilísticas sea esto en variables unidimensional o multidimensional.

$$\mu_t = E(X_t) \quad (3.2)$$

$$\sigma_t^2 = Var(X_t) \quad (3.3)$$

$$Cov(t, s) = Cov(s, t) = Cov(X_t, X_s) \quad (3.4)$$

$$\rho_{t,s} = \frac{Cov(t, s)}{\sigma_t \sigma_s} \quad (3.5)$$

La ecuación (3.2) define la función de medias del proceso en función de t , la ecuación (3.3) determina la función de varianza del proceso en función del tiempo, es decir, mide la dispersión de las variables aleatorias con respecto a la media, y la ecuación (3.4) y (3.5) define la función covarianza y la función autocorrelación del proceso entre dos parámetros (dos intentos de tiempo t y s). Algunos procesos estocásticos de interés se definen a continuación (Montes F, 2007):

Procesos de Poisson Son procesos aleatorios en estado discreto y tiempo continuo. El espacio de estado $N(t)$ reside en eventos que ocurren en un periodo de tiempo dado Δt , se lo puede definir para aquellos procesos aleatorios donde ocurren eventos en instantes con cierto rango de duración, cada evento se asocia con otras variables como magnitud e intensidad.

La tendencia permite realizar una clasificación de los procesos estocásticos de Poisson (Ver fig. 3.2). Los procesos homogéneos también son llamados Procesos de renovación, el cual consiste en la distribución que es ajustada a las variables aleatorias x_i (Exponencial, Gaussiano, Weibull, etc.). Los procesos de renovación exponencial también conocido como Proceso de Poisson Homogéneo son los procesos más difundidos para los estudios de ingeniería, esta función cumple con las propiedades que se muestra en la tabla 3.2. Las aplicaciones más comunes que se puede representar son: Fallas en componentes eléctricos, reparaciones de equipos, eventos catastróficos y clientes que llegan a un sistema de cola (Carlos J. Zapata, 2010).

Tabla 3.2. Propiedades del proceso de Poisson Homogéneo

$f(N(t) = k) :$	$P(N(t) = k) = \frac{[\lambda t]^k e^{-\lambda t}}{k!}$
$F(N(t) = k) :$	$P(N(t) \leq k) = \sum_{i=0}^k \frac{1}{i!} [\lambda t]^i e^{-\lambda t}$
$E(x) :$	λt
$VAR(x) :$	λt

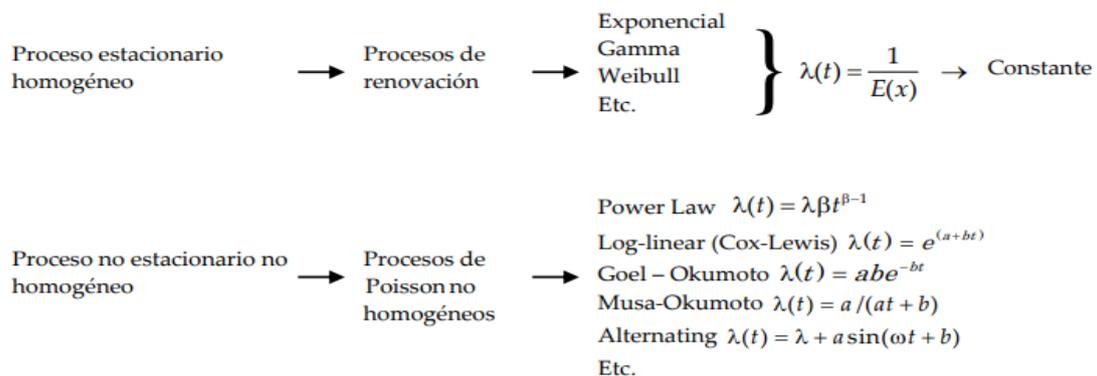


Figura 3.2. Clasificación de procesos estocásticos de Poisson ($\alpha, \beta, a, b, \omega$ son constantes) (Carlos J. Zapata, 2010)

Proceso de ruido blanco: Es un proceso estocástico estacionario ω_t que se caracteriza como una sucesión de valores oscilatorios dentro de un margen constante, sus valores de señal no guardan correlación estadística entre las variables influyentes, en lo cual, cumple con las propiedades de; I) $E(w_t) = 0$, II) $Var(w_t) = \sigma^2$ y III) $Cov(w_t, w_s) = 0$ si $t \neq s$. Son aplicadas para el estudio de las señales de telecomunicaciones.

Procesos Gaussiano: Son procesos en que las variables aleatorias $X_t \sim N(\mu(t), \sigma^2(t))$ y las distribuciones son multivariantes en un finito-dimensional, son aplicados a fenómenos de señal y ruido.

Procesos de Wiener (Movimiento Browniano): Es un proceso estocástico continuo Z_t que está definido dentro de un intervalo $[0, T]$, T puede ser finito o infinito. Se define como comportamientos aleatorios de partículas pequeñas con respecto al origen, el movimiento browniano sigue una distribución Gaussiano en función de dos variables de estados (posición y tiempo), son aplicados a modelos de ruidos y trayectorias de partículas (Montes F, 2007).

3.3 Teoría de probabilidad

Se denomina probabilidad al estudio al azar y la incertidumbre en cualquier posible suceso que se pueda presentar en determinada situación; esta disciplina proporciona métodos para cuantificar las probabilidades y oportunidades vinculadas con varios sucesos, por lo general, es un valor numérico comprendido entre 0 y 1 de que ocurra un evento [65].

3.4 Eventos

Los eventos pueden ser mutuamente excluyentes o colectivamente exhaustivos, a continuación, se definen como (Bacchini, Roberto Darío, Vásquez, Lara Viviana, Bianco, María José y Gracia Fonti, 2018):

- Son mutuamente excluyente cuando se tiene dos eventos A y B, y la ocurrencia de uno no implica en la ocurrencia del otro, es decir, la intersección de los conjuntos que representan a dos eventos mutuamente excluyentes es el conjunto nulo: $(A \cap B) = 0$.
- Dos eventos A y B son colectivamente exhaustivos si la unión de los conjuntos que los representan conforma el espacio muestral: $A \cup B = \Omega$. Manifestando, que al menos uno de ellos ocurrirá indudablemente.

Se describen los tipos de eventos comunes en un experimento (Andrés Ramos, 2016):

- **Evento simple:** Son eventos que tienen solamente un elemento del espacio muestral.
- **Eventos compuestos:** son eventos que incluyen más de un elemento del espacio muestral.
- **Eventos nulos o vacíos:** son eventos que no incluyen elementos del espacio muestral.

Tabla 3.3. Reglas para combinar eventos (Carlos J. Zapata, 2010)

Ocurrencia simultanea ($A \cap B$)	
Eventos independientes	Eventos dependientes
$P(A \cap B) = P(A) * P(B)$ Si existe n eventos independientes: $P(A_1 \cap A_2 \cap \dots \cap A_n) = \prod_{i=1}^n P(A_i)$	$P(A \cap B) = P(A B) * P(B) = P(B A) * P(A)$ $P(A B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)}$ "La probabilidad de A dado que B ocurrió"
Ocurrencia de uno de los dos o ambos eventos ($A \cup B$)	
Eventos independientes	Eventos dependientes
<ul style="list-style-type: none"> Eventos independientes, pero no exclusivamente mutuos $P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A) * P(B)$ <ul style="list-style-type: none"> Eventos independientes y exclusivamente mutuos. $P(A \cup B) = P(A) + P(B)$ Si existe n eventos independientes: $P(A_1 \cup A_2 \cup \dots \cup A_n) = \sum_{i=1}^n P(A_i)$	$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(B A) * P(A)$ $P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A B) * P(B)$ Si A y B son eventos complementarios, entonces: $P(A) + P(B) = 1$

3.5 Distribución de probabilidad

La distribución de probabilidad muestra todos los posibles resultados del experimento en término de la variable aleatoria x , así como la probabilidad de cada resultado. La distribución puede ser continua, discreta o mixta según el espacio muestral del experimento y cumple con las siguientes propiedades:

1. La probabilidad de un resultado en particular se encuentra entre 0 y 1.
2. Los resultados son eventos mutuamente excluyentes.
3. La lista es exhaustiva. Por lo tanto, la suma de las probabilidades de los diversos eventos es igual a 1.

La distribución de variables aleatorias se refiere a la función de distribución de probabilidad $F_x(x)$ como a la función de densidad de probabilidad $f_x(x)$. La función de distribución de probabilidad de la variable x es $F_x(x_0) = P(x \leq x_0)$ y la función de densidad de probabilidad de la variable x es $f_x(x) = \frac{dF_x(x)}{dx}$, para cualquier x entre $(-\infty, +\infty)$ (Carlos J. Zapata, 2010) (Ver tabla 3.4).

Tabla 3.4. Vínculo de variable aleatoria continua (Carlos J. Zapata, 2010)

$F_x(x_0) = \int_{-\infty}^{x_0} f_x(x) dx$
$P(a \leq x \leq b) = \int_a^b f_x(x) dx = F_x(b) - F_x(a)$
$\int_{-\infty}^{+\infty} f_x(x) dx = 1$

3.5.1 Distribuciones de probabilidad discreta

La distribución de probabilidad discreta describe el comportamiento de una variable discreta que puede tomar n valores distintos con la misma o diferente probabilidad. Esta distribución determina probabilidad a todos los valores enteros entre el límite inferior y el límite superior que definen el recorrido de la variable (Ver tabla 3.5).

Tabla 3.5. Formulación para distribución de probabilidad discreta (Carlos J. Zapata, 2010)

$f_x(x)$	$F_x(x)$
$f_x(x_o) = P(x = x_o)$	$F_x(x_o) = P(x \leq x_o) = \sum_{i=1}^{x_o} P(x = x_i)$
Valor esperado o valor medio:	
$E(x) = \sum_{i=1}^n x_i * P(x_i)$	
Varianza y desviación estándar:	
$VAR(x) = \sum_{i=1}^n [x_i - E(x)]^2 * p(x_i)$	
$\sigma(x) = \sqrt{VAR(x)}$	

3.5.2 Distribuciones de probabilidad continua

La distribución de probabilidad continua tiene un número infinito de posibles variables aleatorias, la probabilidad se haya con respecto a un intervalo de valores o rango, el intervalo está definida por una función continua que representa al fenómeno aleatorio. A continuación, se presenta la formulación (Ver tabla 3.6.) y modelos más populares para la distribución de probabilidad continua (Carlos J. Zapata, 2010).

Tabla 3.6. Formulación General de la distribución de probabilidad continua

$f_x(x)$	$F_x(x)$
$f_x(x) = \frac{dF_x(x)}{dx}$	$F_x(x_o) = \int_{-\infty}^{x_o} f_x(x)dx$
Valor esperado o valor medio:	
$E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x * f_x(x) * dx$	
Varianza y desviación estándar:	
$VAR(x) = \int_{-\infty}^{\infty} [x - E(x)]^2 * f_x(x)dx$	
$\sigma(x) = \sqrt{VAR(x)}$	

Distribución de probabilidad uniforme. La distribución uniforme tiene forma rectangular y está definida por valor mínimo a y máximo b , con $a < b$, una característica notable de esta

distribución es que la probabilidad de éxito está determinada únicamente por el tamaño del intervalo $(b - a)$. Las aplicaciones que se ajusta esta distribución son, Generación de energía de número aleatorio continuo, Teoría de cola en tiempo de llegada de usuarios y fugas en una turbina.

Tabla 3.7. Propiedades de la distribución uniforme (Carlos J. Zapata, 2010).

$f_x(x) :$	$\frac{1}{b - a}$
$F_x(x) :$	$\frac{x - a}{b - a}$
$E(x) :$	$\frac{a + b}{2}$
$VAR(x)$	$\frac{(b - a)^2}{12}$
<i>Rango</i>	$x \in [a, b]$

Distribución Normal o Gaussiana. La distribución normal es la más importante, tienen distribuciones que pueden representarse a través de una curva normal adecuada, sus propiedades se describen en la tabla 3.8. Se estructura por medio de parámetro de localización μ y parámetro de escala σ . Por lo general, es simétrica en relación a la mediana μ y la dispersión de la distribución se determina por medio de la desviación estándar σ . Las aplicaciones que se ajustan a la distribución son; estudios de errores, demanda eléctrica, sobrevoltaje, nivel de voltaje de aislamiento de aislador, inflación, tasas de reproducción, entre otras.

Tabla 3.8. Propiedades de la distribución Normal (Carlos J. Zapata, 2010).

$f_x(x) :$	$\frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$
$F_x(x) :$	No tiene forma analítica
$E(x) :$	μ
$VAR(x) :$	σ
<i>Rango</i>	$x \in [-\infty, +\infty]$

Distribución Exponencial. Esta ley de distribución describe procesos en los que es importante conocer el tiempo hasta que ocurre un evento específico; en particular, se utiliza para simular tiempos de cambios. Se estructura por medio de parámetro de escala β (unidad de x) o tasa de ocurrencia de evento λ (evento/unidad de x). La desviación estándar es igual al valor esperado, existe una gran dispersión del coeficiente de variación con respecto al valor esperado. Las aplicaciones que se ajustan a la distribución son, estudios de confiabilidad (Modelo de periodo de vida útil de un componente), y Teoría de colas (llegada de llamadas,

cliente de banco, tiempo para servicios, entre otras). En la tabla 3.9. muestra las propiedades que define a la distribución Exponencial.

Tabla 3.9. Propiedades de la distribución Exponencial (Carlos J. Zapata, 2010).

$f_x(x)$	$\frac{1}{\beta} e^{-\frac{1}{\beta}x}$ ó $\lambda e^{-\lambda x}$
$F_x(x)$	$1 - e^{-\frac{1}{\beta}x}$ ó $1 - e^{-\lambda x}$
$E(x)$	β ó $\frac{1}{\lambda}$
$VAR(x)$	β^2 ó $\frac{1}{\lambda^2}$
<i>Rango</i>	$x \in [0, +\infty]$

Distribución Weibull. Se estructura por un parámetro de escala $\alpha > 0$ y un parámetro de forma $\beta > 0$, según los valores de los parámetros la función toma diferentes formas. La distribución de Weibull se puede usar para averiguar cómo se distribuyen las fallas de un componente, se puede observar esto por medio del registro de fallos que varían con el tiempo. La distribución de Weibull es un estudio muy esencial en la teoría de la confiabilidad porque es una distribución muy versátil que se puede comparar con las distribuciones Exponencial, Normal y Gamma. Estas características son útiles para modelar errores aleatorios, las fallas a causa de la obsolescencia del equipo y velocidad del viento en un aerogenerador.

Tabla 3.10. Propiedades de la distribución Weibull (Carlos J. Zapata, 2010).

$f_x(x) :$	$\alpha \beta x^{\beta-1} e^{-\alpha x^\beta}$
$F_x(x) :$	$1 - e^{-\alpha x^\beta}$
$E(x) :$	$\alpha^{-\frac{1}{\beta}} * \Gamma(1 + \beta^{-1})$ $\Gamma = \int_0^\infty t^{x-1} e^{-t} dx \quad x > 0$ El símbolo Γ representa la función Gamma.
$VAR(x) :$	$\alpha^{-\frac{2}{\beta}} * [\Gamma(1 + 2\beta^{-1}) - (\Gamma(1 + \beta^{-1}))^2]$
<i>Rango</i>	$x \in [0, +\infty]$

3.6 Cadenas de Márkov

Es un proceso en cadena a través de diagramas de estados que representa la evolución de un sistema, los estados futuros del sistema reconocen el estado actual y no de lo que ha sucedido anteriormente, por lo general, revisa el inicio de cada periodo si el sistema está en operación o si está dañado (condiciones físicas). En la siguiente figura muestra dos estados de proceso con su respectiva probabilidad de transición o de cambio de estado. Si en un periodo cualquiera el sistema se encuentra dañado, solo puede ocurrir al siguiente transcurso

del tiempo dos cosas: que se mantenga dañado con probabilidad $P(D/D)$ o que se recuperó la operación del sistema con probabilidad $P(D/O)$. Por otra parte, si el sistema se encuentra operando, solamente ocurre en el transcurso del tiempo dos cosas: que se mantenga en operación con probabilidad $P(O/O)$ o que se dañe con probabilidad $P(O/D)$ (Ver figura 3.3). Para el caso de que todas las probabilidades de transiciones no cambien en el tiempo, se dice que es Cadena de Márkov estacionaria.

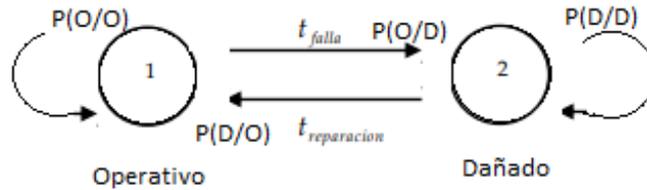


Figura 3.3. Diagrama de transición de dos estados (Carlos J. Zapata, 2010).

3.6.1 Cadenas de Márkov en el estado y en el tiempo discretas

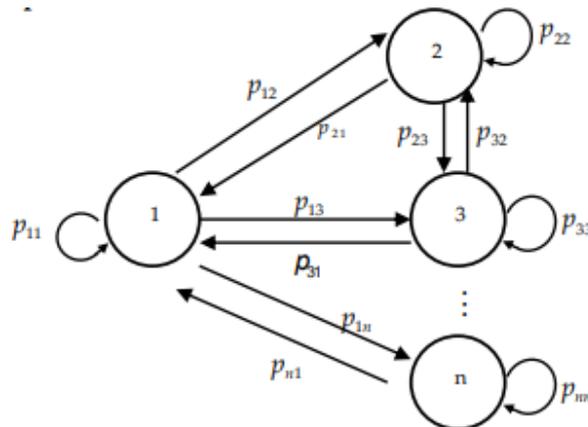


Figura 3.4. Cadenas de Márkov Discreta (Carlos J. Zapata, 2010)

Se denomina cadena de Márkov discreta debido a que las variables de tiempo son fijas Δt con su correspondiente probabilidad de transición entre los estados del sistema. El periodo “ Δt ” se la conoce como transición para cierto periodo de tiempo (hora, día, semana, mes, año, etc.). Para condiciones iniciales $t = 0$, se describe un vector de probabilidad $\overline{P}(0)$ y $\overline{P}(k)$ como el vector de los estados discretos que van cambiando conforme el sistema evoluciona con los saltos de tiempo k . Para n estados, la probabilidad de buscar cada uno de los estados luego de k transiciones está dada por:

$$\overline{P}(k) = \overline{P}(0) P^k \tag{3.6}$$

Por lo mencionado anteriormente, la cadena de Márkov con n estados posibles se puede representar por medio de la matriz de probabilidad de transición P , p_{ii} como la probabilidad

de permanecer en el estado i y p_{ij} la probabilidad de la transición del estado i al j después de un periodo de tiempo, ecuación (3.7).

$$P = \begin{pmatrix} p_{11} & p_{12} & \dots & p_{1n} \\ p_{21} & p_{22} & \dots & p_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{n1} & p_{n2} & \dots & p_{nn} \end{pmatrix} \text{ para } i, j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (3.7)$$

3.6.2 Cadenas de Márkov en el estado y en el tiempo continuas

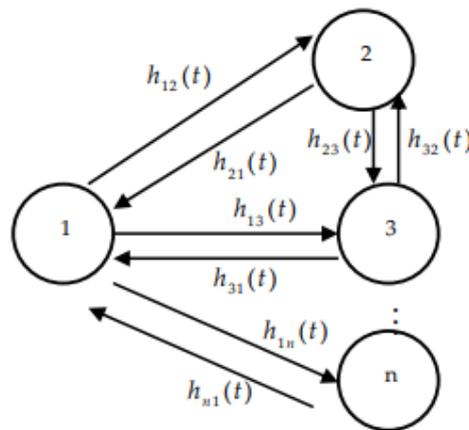


Figura 3.5. Cadena de Márkov continua (Carlos J. Zapata, 2010).

La cadena de Márkov continua establece el comportamiento del sistema a lo largo del tiempo, entre los estados se describe la tasa de transición $h_{ij}(t)$ que determina la razón de cambio del valor esperado con respecto al tiempo del evento $N(t)$ (ecuación (3.8)), la aplicación de razón de cambio se tiene; tasa de fallas/año (λ), tasa de reparación/año (μ), tasa de conmutación/hora (σ), entre otras. Las tasas y los estados se representan por el diagrama de transición (figura 3.5). Para el cálculo, se describe vector de fila de la probabilidad de cada uno de los estados en función del tiempo $P(t)$ y el vector resultante que representa la derivada con respecto al tiempo de las probabilidades de cada uno de los estados en función del tiempo $\dot{\overline{P}}(t)$. Para n estados, la probabilidad de buscar cada uno de los estados en el tiempo está dado por la ecuación (3.9).

$$h_{ij}(t) = \frac{1}{E(t_{ij})} = \frac{dE[N(t)]}{dt} \quad (3.8)$$

$$\dot{\overline{P}}(t) = \overline{P}(t) W \quad (3.9)$$

Los n estados posibles se puede representar por medio de la matriz de probabilidad de transición entre estados W , h_{ii} como la probabilidad de permanecer en el estado i y h_{ij} la probabilidad de la transición del estado i al j en el tiempo, ecuación (3.10).

$$W = \begin{pmatrix} h_{11}(t) & h_{12}(t) & \dots & h_{1n}(t) \\ h_{21}(t) & h_{22}(t) & \dots & h_{2n}(t) \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ h_{n1}(t) & h_{n2}(t) & \dots & h_{nn}(t) \end{pmatrix} \quad \text{para } i, j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (3.10)$$

La cadena de Márkov con estados y tiempos continuo se clasifican en tres casos de estudios:

Tabla 3.11. Clasificación de Cadena de Márkov continua (Carlos J. Zapata, 2010).

Situaciones	Cadenas de Márkov	Características	Resolución
$\forall h_{ij}$ es constante y $\forall t_{ij}$ distribuido exponencialmente	Homogénea exponencial	Proceso estacionario homogéneo	Métodos numéricos, ecuaciones diferenciales y simulación de evento continuo.
$\forall h_{ij}$ es constante pero no todos t_{ij} son distribuidos exponencialmente	Homogénea general	Proceso estacionario homogéneo	Simulación de Montecarlo, mecanismo de las etapas (<i>device of stages</i>) [65].
Algunos h_{ij} varían en el tiempo	No Homogénea	Proceso no estacionario homogéneo	Métodos numéricos, ecuaciones diferenciales y simulación de evento continuo.

3.7 Teoría de colas

La teoría de cola estudia matemáticamente el comportamiento de las líneas de espera cuando un usuario (persona, paquete, automóvil, entre otras) procede a esperar en una fila para ser atendido por el servidor para luego ser procesado. Los elementos que constan en un modelo de colas son:

Inicio de población: El inicio de población se genera por las llegadas de los usuarios. Estas tienen cuatro características principales que son:

- **Tamaño:** Consiste en el tamaño de la población de entrada, esta puede ser finita o infinita.
- **Proceso de llegada:** El proceso de llegada es el modelo que puede ser programada, por ejemplo, un automóvil en cada periodo de tiempo en una estación o una selección de cliente en manera aleatoria.
- **Comportamiento:** El comportamiento de la llegada percibe los tiempos de llegadas ya sea en forma determinista o probabilística.
- **Tasa media de llegada:** Define el promedio de entrada de cliente por unidad de tiempo.

Sistema de colas: Es el comportamiento de la línea de espera y el proceso de servicio, se clasifican en:

- **Cola o línea de espera:** Determina la capacidad de la cola, es decir, define el máximo número de clientes que puede realizar una cola para luego ser procesado.
- **Disciplina de servicio:** Determina el orden en la que elige para recibir un servicio, estas pueden ser, FIFO que significa primero en entrar y luego salir, también se tiene LIFO conocido como fila que consiste en atender al cliente que ha llegado al último. Otra forma es el RSS Y SIRO que consiste en atender al cliente en forma aleatoria (Andrés Ramos, 2016).
- **Mecanismo de servicio:** Consta de los servidores que proporcionan el servicio al cliente, dentro de esta se define por el tiempo de servicio en forma determinista o probabilística. La configuración del mecanismo de servicio se tiene (Santiago Fernández, 2015):
 - Una línea un servidor
 - Una línea, múltiples servidores
 - Varias líneas o colas, múltiples servidores
 - Una línea, servidores en secuencia
- **Cientes servidos:** Es el resultado luego de proporcionar un servicio al cliente.

El modelo contribuye a una gama de aplicaciones en la vida real, con el objetivo de mejorar un servicio más rápido al usuario, mejorar el sistema tráfico vehicular, etc. Además, ayudan calcular el número óptimo de servidores en banco, estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos, entre otras.

3.7.1 Probabilidad del proceso de llegada y mecanismo de servicio.

La mayoría de los estudios provienen del carácter aleatorio de la llegada de clientes y variabilidad en los distintos tiempos de servicio, Por lo general el comportamiento de esas fuentes se puede describir por medio de distribución de probabilidad, normalmente el modelo de llegada de los clientes tiene un comportamiento de una distribución continua exponencial o distribución discreta Binomial. Así mismo, el ritmo de atención al cliente cuando el servidor está ocupado sigue un proceso de Poisson.

3.7.2 Modelos de colas

La Cola $M|G|1$ define que el tiempo de llegada es una distribución exponencial con tasa de llegada λ y el tiempo de servicio independiente con distribución de probabilidad en general con media μ y varianza σ^2 . La cola $M|M|s|s$ define tiempo de llegada y servicio exponencial

y la capacidad del sistema es igual al número de servidor, es muy utilizado para centrales telefónicas. En la cola $M|M|\infty$ determina que el sistema tiene un número muy grande con respecto al servidor, es utilizado para sistema de autoservicios, y para personas que visitan una ciudad. A continuación, se detallan los modelos más aplicados en una fila de espera con uso de distribución de probabilidad exponencial.

Cola $M|M|s$: Proceso de llegada y mecanismo de servicio con llegada exponencial con s servidores. El modelo se define con tasa media de llagada λ y la tasa media de servicio $n\mu \forall n \leq s$ y $s\mu \forall n > s$, para alcanzar el estado estable debe cumplir que el factor de utilización $\rho = \frac{\lambda}{\mu}$ sea menor a uno. En las siguientes ecuaciones (3.11) y (3.12) determina la probabilidad inicial y de que haya n estados (clientes) en el sistema de manera estacionaria [69].

$$P_o = \frac{1}{\sum_{n=0}^{s-1} \frac{(s\rho)^n}{n!} + \frac{(s\rho)^s}{s!(1-\rho)}} \tag{3.11}$$

$$P_n = \begin{cases} \frac{1}{n!} \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^n P_o & n \leq s \\ \frac{1}{s!} \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^n \frac{1}{s^{n-s}} P_o & n > s \end{cases} \tag{3.12}$$

3.7.3 Costos del mecanismo de servicio y proceso de espera

La teoría de colas puede resolver un problema de optimización matemático asociado en dos componentes:

Costo de proceso de espera: El costo se refleja en el tiempo de espera, por ejemplo, si el tiempo de espera es muy largo, entonces repercute negativamente en los activos de la empresa o sistema.

Costo de mecanismo de servicio: Se define el conjunto de gastos en el servicio como son: instalaciones, maquinas, mantenimiento, sueldo laboral, entre otras. Si los costos de servicios son bajas entonces los costos de esperas son altos. Así mismo, si los costos de servicios son altos entonces los costos de esperas son bajos. La resolución del problema en el mundo real es encontrar una combinación adecuada donde los costos totales sean mínimos (ver figura 3.6).

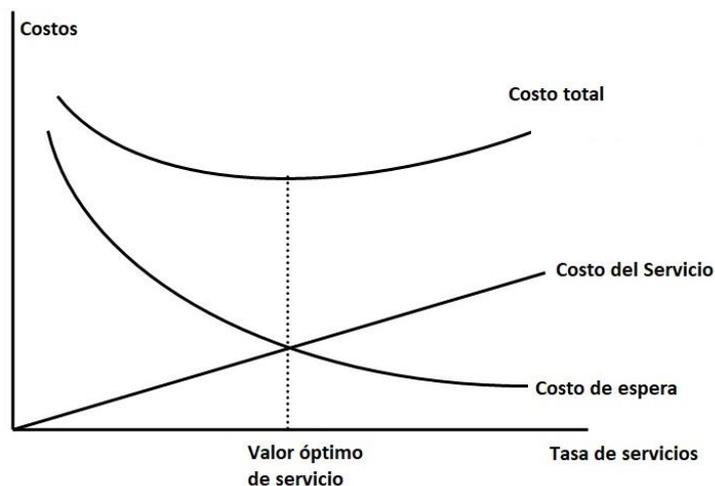


Figura 3.6. Análisis de costos de un sistema de cola (Santiago Fernández, 2015)

3.8 Simulación

En (Carlos J. Zapata, 2010) define la simulación como “Proceso de evaluar en forma numérica, indirecta o artificial un modelo matemático que permite estimar el comportamiento de un sistema o proceso”. El desarrollo de la simulación es utilizar datos aleatorios dentro de un código de programación, luego se procesa usando modelos estocásticos o distribución de probabilidad, como respuesta se obtiene un conjunto de soluciones que representa el comportamiento real del sistema con cierto grado de veracidad. Esta metodología representa resultados estocásticos para evaluar la variabilidad de los datos de un estudio, la clasificación del método de simulación se observa en la tabla 3.12.

Tabla 3.12. Clasificación del método de simulación

Tipo de estudio	Estático	Trata de imitar el comportamiento del sistema en un tiempo definido.
	Dinámico	Es replicar el progreso de un sistema a través del tiempo, en este estudio se expresa en modelos de ecuaciones diferenciales.
Según la certeza	Determinística	El modelo conlleva un valor fijo o valor esperado.
	Estocástica	El modelo conlleva el estudio del fenómeno aleatorio
Según las variables	Discreta	El modelo se desarrolla en procesos estocásticos discretos o distribución de probabilidad discreta.
	Continua	El modelo se desarrolla en procesos estocásticos continuos o distribución de probabilidad continua.
Generación de números aleatorios	Secuencial	Los fenómenos aleatorios que se generan producen secuencias que definen otras variables.
	No secuencial	Los fenómenos aleatorios que se generan no producen secuencias para definir otras variables.
Secuencial	Sincrónica	El paso de tiempo del modelo es fijo, por ejemplo, cada minuto, hora, semana, año.
	Asincrónica	El paso de tiempo del modelo es variable y se determina según un evento, por ejemplo, falla o reparación de un componente.

Es de vital importancia para cualquier campo de ingeniería una planificación segura y fiable para el desarrollo de operación y construcción, una de las maneras más precisas para emitir el comportamiento en la vida real son los métodos de simulación de eventos discretos o continuos. Las etapas para el proceso de simulación ante un estudio de construcción u operación son (J. Barceló, 1996):

- Representación del problema
- Modelo matemático de optimización del sistema
- Elaboración y verificación del algoritmo del modelo
- Validación del modelo estocástico
- Estrategia de operación y diseño
- Resultados

Por lo general, los métodos de simulación involucran a los procesos estocásticos que este sujeto al modelo matemático visto en el capítulo 2, a continuación, se detalla los métodos de simulación más usados.

3.8.1 Simulación de Montecarlo

La técnica de simulación tuvo su inicio en los juegos de azar en el casino del principado de Mónaco, esta consistía en la probabilidad de que un equipo pueda ganar o perder, representado por variables aleatorias, permutaciones y análisis combinatoria.

Entre las aplicaciones de la simulación de Montecarlo en el sistema eléctrico esta; estudio de confiabilidad de sistema de distribución de energía eléctrica, Flujo de potencia probabilístico en microrredes, planificación de expansión del sistema de transmisión y generación, Implementación para estaciones de carga rápida de Vehículos eléctricos, análisis de riesgo de operabilidad, entre otras (Carlos J. Zapata, 2011).

3.8.2 Simulación de evento discreto

La simulación de evento discreto considera la secuencia de pasos de variables discretas en un instante de tiempo, específicamente representa patrones de datos variantes en el tiempo según el comportamiento del sistema. El modelo ayuda en la recolección de datos estocásticos con el fin de especificar las hipótesis del problema, definir variables de decisiones, eventos de salida y análisis de resultados.

Para el desarrollo de programación se requiere los datos de seguimiento de estados lo que representa la causa del cambio y cuando lo causa, esta se la denomina como un suceso de estados, luego a través de modelamientos matemáticos, ecuaciones y programación se

obtiene la ocurrencia de un suceso. Las aplicaciones en la ingeniería eléctrica para esta simulación son: eventos de encender y apagar una unidad de generación, sistema de inventario, teoría de confiabilidad, modelo de red de cola en el transporte para estaciones de carga rápida, entre otras (Carlos J. Zapata, 2011).

3.8.3 Simulación de evento continuo

La simulación de un evento continuo en el tiempo considera la reproducción del comportamiento de un sistema de la vida real a lo largo del tiempo, específicamente representa serie de datos en tiempo continuo, luego se procesa computacionalmente a través de ecuaciones diferenciales. Sin embargo, para resolver ecuaciones diferenciales en procesos computacionales resulta ser complejo, para lidiar con la complejidad y disminuir el tiempo computacional resulta ser más factible el uso de métodos numéricos con el fin de dar seguimientos a los procesos continuos.

Se ha desarrollado trabajos de investigación con el uso de simulación de evento continuo como son: sistema de amortiguamiento, onda de radio frecuencia, sistemas de calefacción, electromagnetismo y electromecánica (Carlos J. Zapata, 2010), (J. Barceló, 1996).

CAPITULO 4

4 METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN EN BASE A MODELOS ESTOCÁSTICOS Y TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN

4.1 Introducción

A largo plazo, el crecimiento exponencial de la demanda debido al uso de los vehículos eléctricos serán un verdadero desafío para el planificador de la red de distribución, ya que consiste en mantener las restricciones de calidad, confiabilidad y seguridad para los usuarios finales. Siguiendo la tendencia, la razón técnica-social es poder aumentar los puntos de estaciones de carga rápida para disminuir el tiempo de carga y seguir el recorrido de los vehículos, sin embargo, la capacidad de la Subestación jugará un papel importante en la toma de decisión.

Como ya se mencionó en los capítulos anteriores, los modelos estocásticos y las técnicas de optimización son modelos matemáticos muy confiables para hacer frente a la incertidumbre debido a la variabilidad de los recursos energéticos distribuidos que lo rodea. El modelo matemático abordará diferentes aspectos en lo social, económico y ambiental, la variable de decisión define el proceso para la ubicación y la capacidad de generación distribuida con fuentes renovables, mientras que, la teoría de cola y cadena de Márkov ayuda a definir los eventos de cargas para vehículos eléctricos enchufables y encontrar el número de cargadores.

La propuesta de planificación define una estructura para el desarrollo sostenible con integración de generación distribuida, estaciones de carga de vehículos eléctricos, cocinas de inducción, entre otros recursos distribuidos. Para el desarrollo de la planificación se debe considerar al menos: I) el número de VEs que gradualmente aumentan con el tiempo y espacio, II) previsión de la demanda según escenario realista de integración de VE, III) llegada y salida de VE de la estación de carga, IV) tiempo de espera adecuados de los VE para la carga, V) Topología de la red eléctrica, VI) La GD para garantizar la confiabilidad del servicio.

Otro punto a considerar son los sistemas que involucran en la planificación de red inteligente en el sistema de distribución, los cuales son; infraestructura de sistema de medición avanzada, tecnología de información y comunicación, automatización de alimentador, subestación inteligente y Ciberseguridad, a su vez, existen otro sistema para los usuarios finales que se mencionó en el capítulo 2, estos sistemas involucran en la planificación y

permiten conseguir un sistema flexible e inteligente capaz de restaurarse ante eventos de falla en un tiempo corto. Sin duda alguna, la planificación inteligente integrando eficientemente DER en el sistema de distribución a largo plazo brinda una solución para el crecimiento considerable de VEs y cocina de inducción, a continuación, se muestra la metodología.

4.2 Descripción de la metodología

En este apartado se describe el funcionamiento de la planificación de red inteligente integrando eficientemente los recursos energéticos distribuidos. En el presente estudio se considera tres etapas para la gestión de la planificación:

- **Etapas 1:** Se registran los datos de la tecnología que involucra la adaptación de los DER (Irradiación solar, temperatura ambiente, tiempo de llegada de VE en una estación de carga, tiempo de carga, entre otras), estos datos ayudan a entender su comportamiento, consumo, adaptación, entre otras. La forma de procesar los datos con incertidumbre es a través de modelos probabilísticos, donde son ajustados en una función de distribución o procesos estocásticos homogéneo o no homogéneo según sea la tendencia de los datos aleatorios, una vez definido el modelo se procede a realizar simulaciones para el procesamiento de datos de los diferentes estados y conseguir resultados estocásticos de evento de cargas de VEs y eventos de encendido de la cocina de inducción.
- **Etapas 2:** Se considera un horizonte de tiempo para la planificación a largo plazo con la provisión de demanda estocástica en el usuario final, donde, se muestra un porcentaje de los VEs dentro de la ciudad. En esta etapa se define el comportamiento de uso o demanda de los recursos energéticos distribuidos.
- **Etapas 3:** Es el proceso con mayor interés, en la que a partir del crecimiento de los VEs en la ciudad brindará a los agregadores el uso eficiente de consumo de las estaciones de carga rápida de los VEs dentro de un mercado público. Para aprovechar este recurso masivo de VEs y no ser afectado por la capacidad actual de la red de distribución, se integra GD según el marco regulatorio al sistema de distribución. El estudio optimiza los costos de inversión y costos de perdidas técnicas dimensionando la capacidad y ubicación de GD y EVFSC.

Al finalizar la etapa de planificación de expansión y adaptación eficiente de los DER se procede abordar planes estratégicos de la red de Distribución como: sistema de medición avanzada, automatización de Alimentador y Tecnología de la información y comunicación para finalizar la etapa de planificación de red inteligente.

4.3 Propuesta de modelo de planificación de red inteligente

Para abordar el proceso de planificación se necesita el conjunto de datos que involucra a los recursos energéticos distribuidos, luego se estudia el comportamiento tanto en estaciones de carga rápida (FCS) como en generadores distribuidas (Solar, Eólica, entre otras). De hecho, en Ecuador es difícil de conseguir la recopilación de datos como el comportamiento de un gran número de VEs en una estación de carga, sin embargo, se ha desarrollado encuestas, estudios de carga en diferentes vehículos en el Laboratorio de Microrredes de la Universidad de Cuenca y tomando como referencia los proyectos de VEs asociados en Estados Unidos que supera las 12 500 estaciones de carga (pública y residencial) con mayor de 9000 vehículos eléctricos enchufables, la demanda total de esta tecnología supera los MW (Daho National Laboratory and US Department of Energy, 2015).

En la figura 4.1, se observa el tipo de planificación multietapa asociado con variables estocásticas debido al crecimiento de los vehículos eléctricos. Los escenarios de estudios son: a.) La red actual (sin o con un pequeño número de FCS en el alimentador). b.) el incremento de VEs donde se verifica si el alimentador es capaz de tolerar la demanda generada por las estaciones de carga. C.) Se integra la red inteligente capaz de comunicar las estaciones de carga con un número masivo de VEs con respecto al sistema de generación distribuida.

Predecir el número de VEs a largo plazo es importante para la planificación, ya que a través de procesos estocásticos se definen los estados de carga y usando la teoría de cola se consigue encontrar el número óptimo de estaciones de carga rápida. La mayor probabilidad de encontrar una estación de carga según los datos (Daho National Laboratory and US Department of Energy, 2015) es cercano a una empresa comercial, industrial y en vías con mayor flujo vehicular. Si los cargadores rápidos para uso público supera la capacidad del alimentador entonces opera la generación distribuida, el desarrollo es optimizar los costos y perdidas del sistema integrando eficientemente el número de generadores conectados en el nodo. Una vez instalado los recursos distribuidos se procede a integrar los sistemas que se involucran en la planificación con el fin de llegar a una red inteligente.

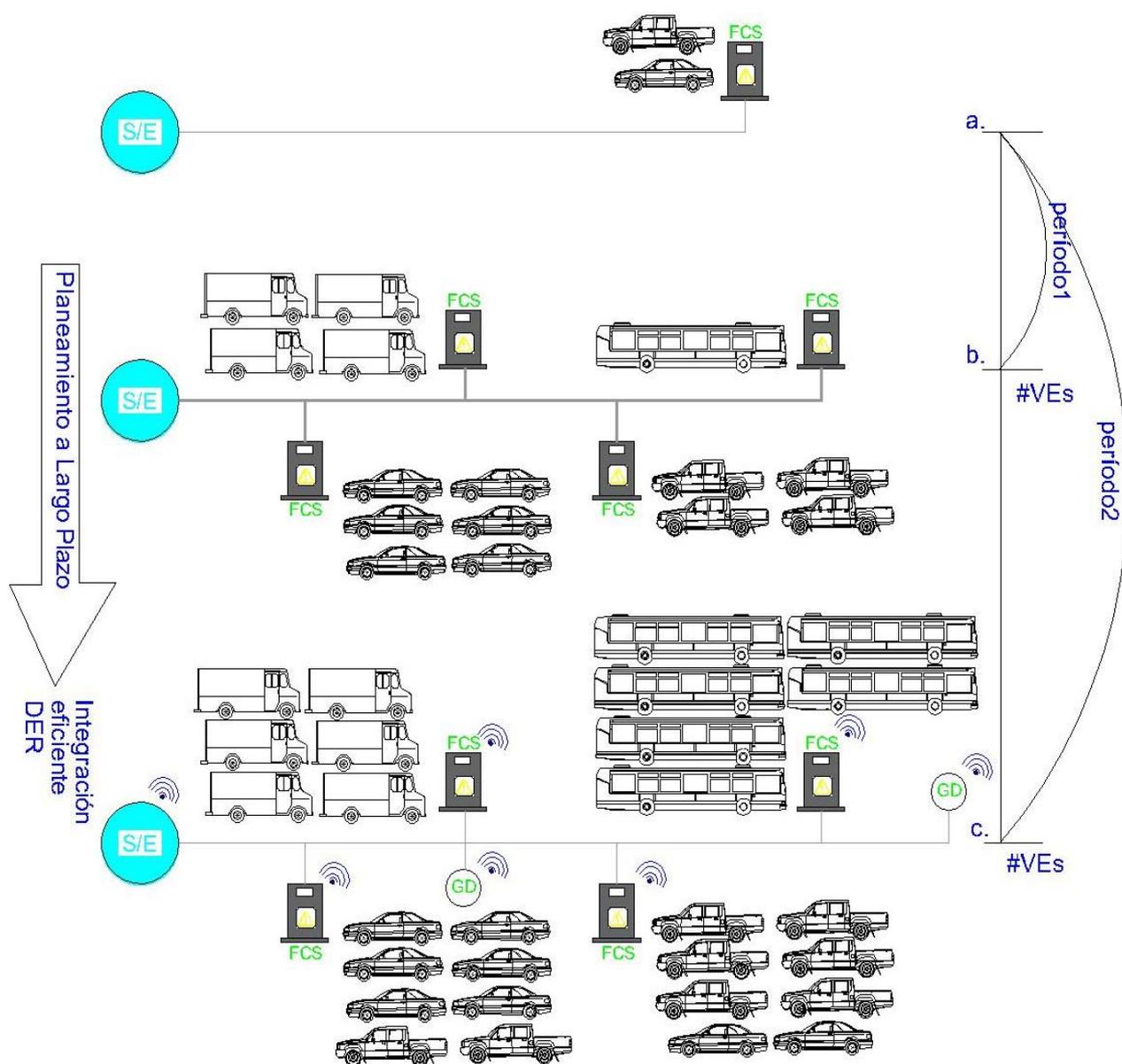


Figura 4.1 Propuesta del Tipo de planificación

En la figura 4.2 muestra la propuesta de planificación de red inteligente integrando eficientemente los recursos energéticos distribuidos donde se integra tres etapas con el fin de conseguir escenarios con estaciones de carga rápida de servicio público. Si la capacidad del alimentador no cubre la demanda se ubicará de manera óptima la cantidad de generación en el nodo del sistema de distribución.

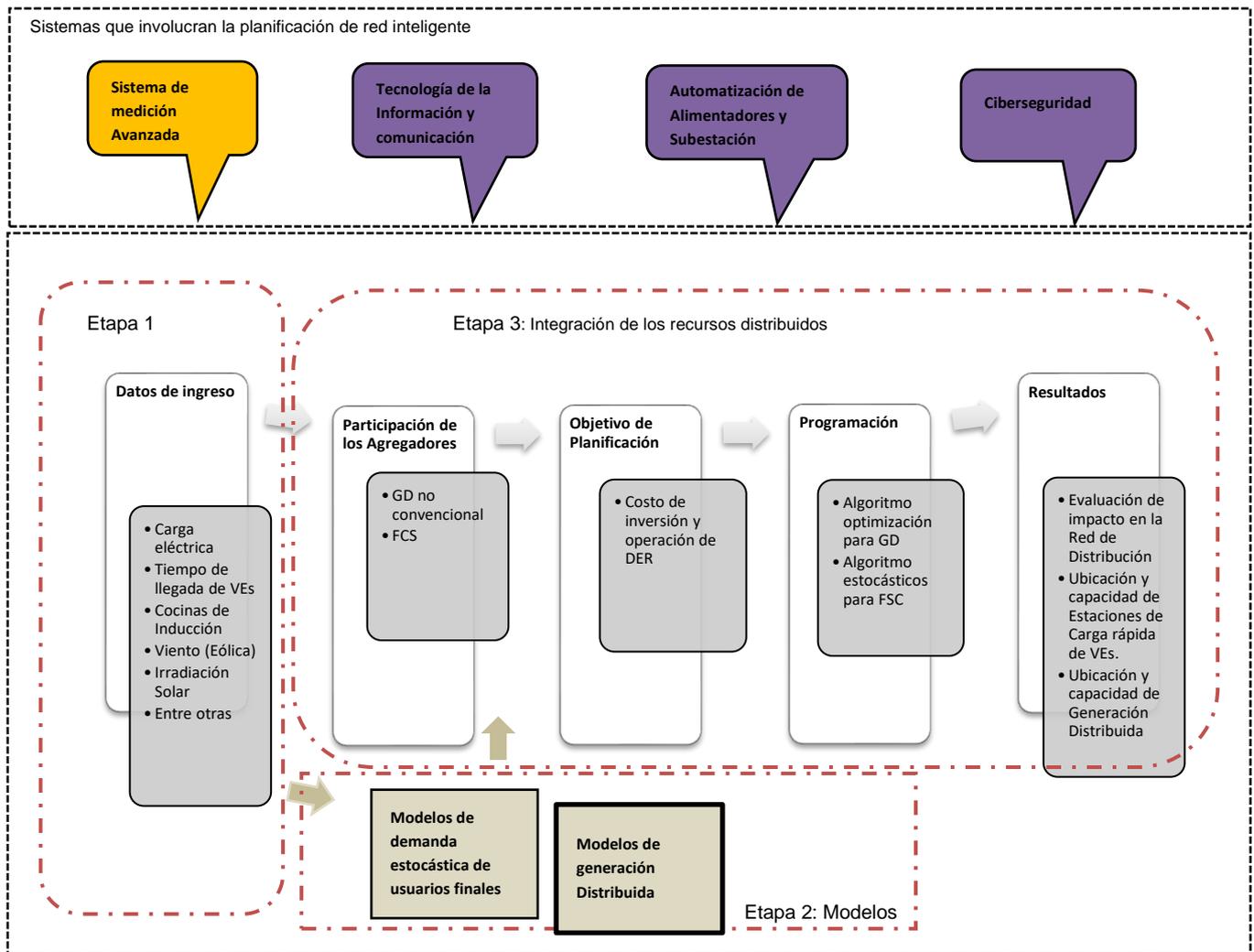


Figura 4.2. Planificación de red inteligente integrando eficientemente los recursos energéticos distribuidos

4.4 Etapa 1: Datos de ingreso

Es el conjunto de datos bajo estudio estadístico, por ejemplo, comportamiento de la carga eléctrica de los usuarios finales, energía primaria de la generación distribuida no convencional, comportamiento de carga de los vehículos eléctricos, entre otras.

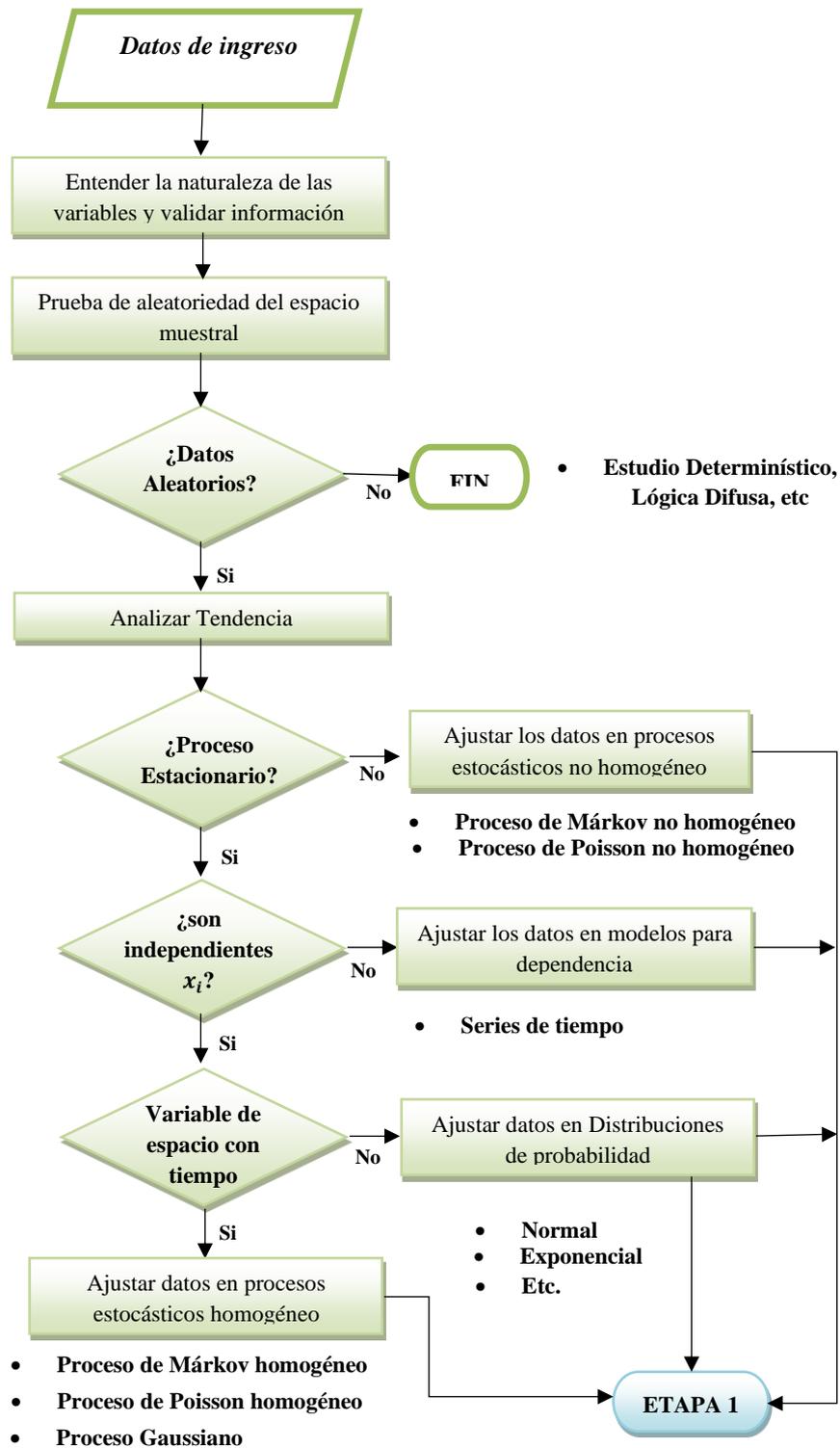


Figura 4.3. Procedimiento para obtener un modelo basado en probabilidades

En los estudios de planificación de la red de distribución, el analista determina según su razonamiento si el proceso bajo estudio es aleatorio. Los estados del experimento aleatorio determinan si el proceso observado es o no estacionario y que la observación de la muestra es independiente entre sí o no, cada muestra tendrá diferente comportamiento. Si los procesos no son estacionarios entonces se procede a realizar procesos estocásticos no homogéneo caso contrario, la muestra de datos del experimento puede ser ajustado en distribuciones de probabilidad o en procesos estocásticos homogéneo (Ver figura 4.3).

4.5 Etapa 2: Modelo de demanda y generación

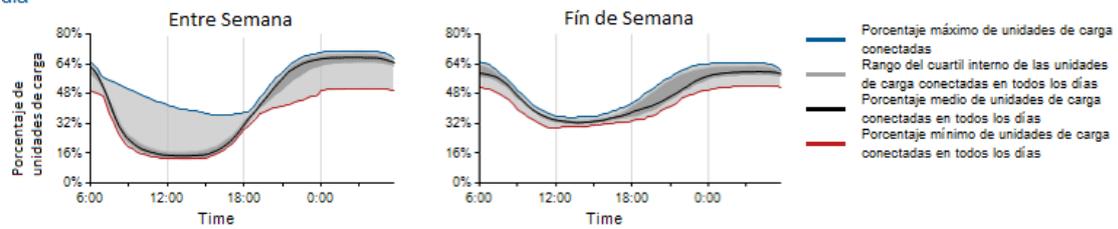
4.5.1 Modelo estocástico de usuarios finales

La demanda de los usuarios finales (cliente residencial y comercial) es la suma de los valores de consumo en baja tensión conectada aguas abajo del transformador de distribución. Es vital importancia estudiar el incremento de demanda para luego repotenciar la red con el fin de cubrir la demanda con eventos de carga modo 2 (conectado a 220V) y a su vez con cocina de inducción.

En la figura 4.4, muestra datos reales de uso de las estaciones de carga modo 2 en un día con 5.106 VEs, los datos son obtenidos en (Daho National Laboratory and US Department of Energy, 2015) con un número de eventos de carga entre semana de 296.379 y fin de semana 195.118. El consumo de electricidad está entre semana la 2368,01MWh y el fin de semana 720,36MWh. El porcentaje de tiempo con un VE de 42% y 47%, número promedio de eventos de carga iniciados por cargador por día 88% y 79% respectivamente. Los eventos de carga en la figura 4.4 se basa dentro de un pliego tarifario, el rango de tiempo de carga es de 6 a 10h (depende de la capacidad de almacenamiento de la batería del VE). Todos estos datos recopilados se observan que: Evento con pliego tarifario no es homogéneo y tiene tendencia a lo largo del tiempo.

En la figura 4.5, muestra el evento de usar la cocina de inducción en horas del desayuno, almuerzo y merienda, los datos son realizados en una encuesta de 20 hogares con cocina de inducción de una potencia promedio de 6400W, la misma que se obtiene histogramas del comportamiento de conexión de las cocinas de inducción, y el número de hornillas usadas para la cocción. El uso de la cocina de inducción tiene incrementos que coincide con la hora del desayuno, almuerzo y merienda a través del tiempo, el evento es no homogéneo y tiene tendencia a lo largo del tiempo.

Disponibilidad de carga: Rango del porcentaje de unidades de carga con un vehículo conectado en función de la hora del día



Demanda de carga: Rango de la demanda eléctrica en función de la hora del día

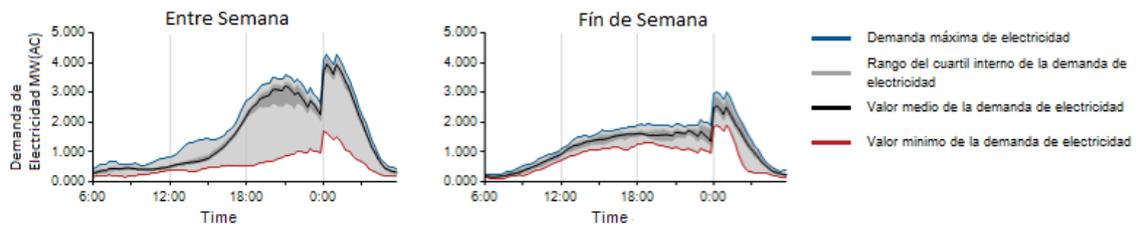


Figura 4.4. Estudio con datos reales de uso EVSE Modo 2 (Daho National Laboratory and US Department of Energy, 2015)

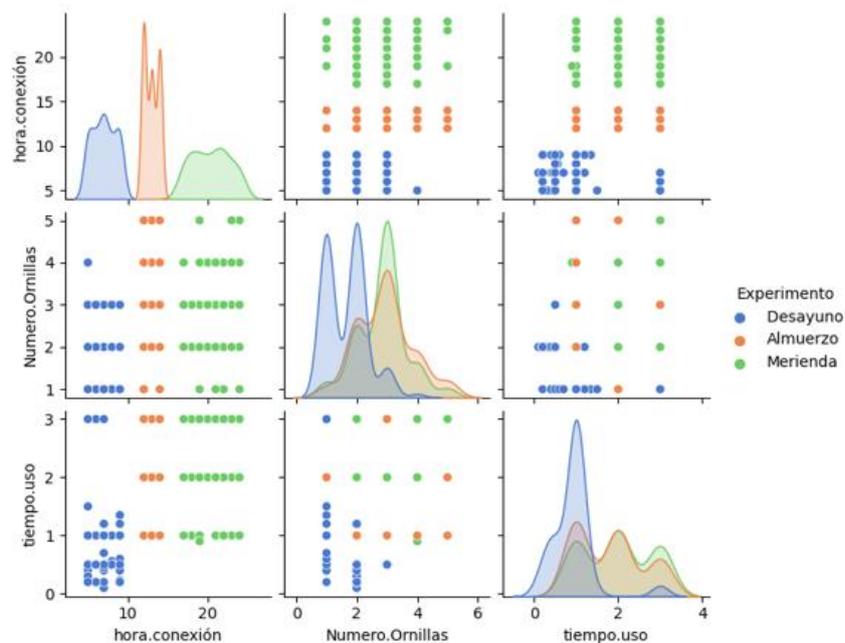


Figura 4.5. Estudio estadístico del comportamiento de consumo de 20 usuarios con cocina de inducción.

El comportamiento de los usuarios finales definirá el uso de los recursos energéticos conectados a la red de baja tensión, en sí, la red inteligente permite registrar el comportamiento y ayuda al sistema a gestionar adecuadamente los recursos energéticos con el fin de operar de manera eficiente y brindar servicio de calidad. Estos comportamientos son procesados para luego ser ajustados en un proceso estocástico o en una función de distribución de probabilidad según la naturaleza de los datos con el fin de obtener eventos de carga, a su vez, **ayuda crear una idealización de la curva de demanda eléctrica.**

La carga genérica son los dispositivos que habitualmente se conectan en el hogar, donde, la demanda de carga horaria sigue la forma gaussiana con un valor máximo.

El presente estudio, se pretende sumar el incremento de la carga genérica más la curva de carga con cocina de inducción y con estaciones de carga residencial modo 2 AC de VEs. **El resultado es un nuevo perfil de potencia que representa una demanda realista en un determinado nivel de penetración.**

4.5.1.1 Elaboración de la curva de factor de simultaneidad

Comportamiento de cocina de Inducción:

Se elabora la curva de factor de simultaneidad para evaluar los clientes usando cocina de inducción según la muestra de datos de la figura 4.5. La metodología es realizar estados de encendido con los siguientes datos estocásticos:

- 3 estados: Desayuno, almuerzo y merienda, cada estado sigue un proceso gaussiano con valor medio y desviación estándar de la muestra.
- En la encuesta, el valor medio en la hora de desayuno es a las 7:00, hora de almuerzo 12:00, y hora de merienda 19:00
- El tiempo uso de la cocina de inducción sigue una distribución de Poisson exponencial con valor promedio de 1h
- Selección uniforme del número de la hornilla.

Luego se realiza la simulación de eventos discretos con uso de 500 Montecarlo, el factor de coincidencia se calcula con la ecuación 4.1, los resultados de 300 usuario se muestran en la figura 4.6 con tiempo de cómputo de 28 min.

$$F_{\text{coincidencia}} = \frac{D_{\text{max}} \text{ coincidente del grupo}}{D_{\text{max}} \text{ no coincidente } 1 + D_{\text{max}} \text{ no coincidente } 2 + \dots \dots D_{\text{max}} \text{ no coincidente } N} \quad (4.1)$$

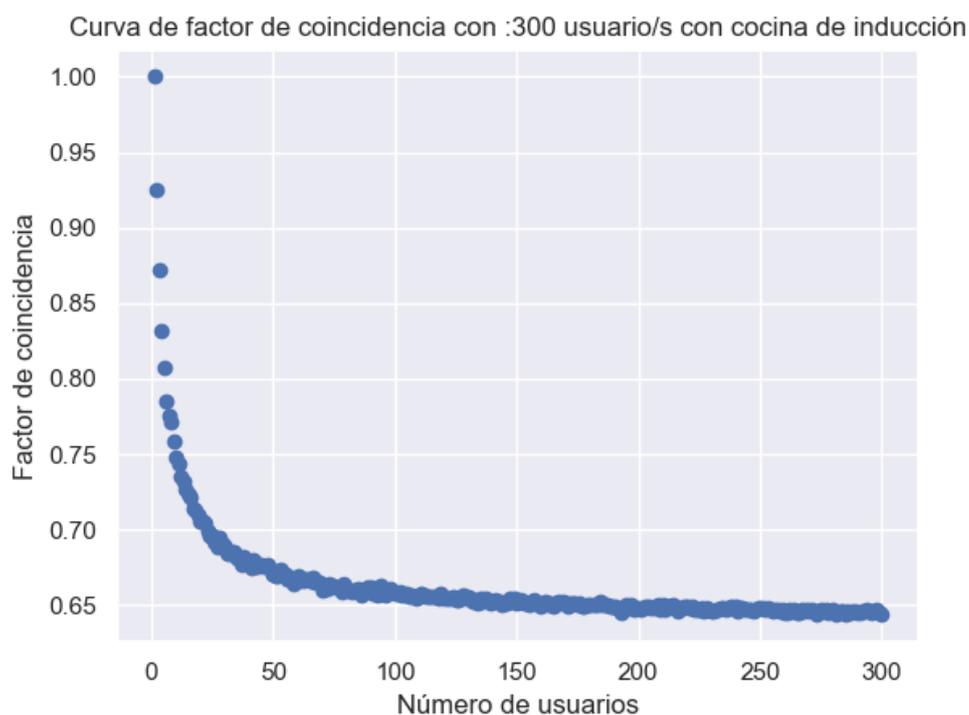


Figura 4.6. Factor de coincidencia con 300 usuarios con cocina de inducción

La figura es similar a los resultados de CENTROSUR (Anexo1), a continuación, se muestra la figura 4.7 que representa la curva de idealización de demanda horaria con 50 cocinas de inducción con una potencia máxima esperada de 58.80kW, para el análisis se utilizó la cocina de inducción que tiene las siguientes características:

Tabla 4.1. Potencia de uso de cocina de inducción

Potencia	Potencia (kW)
Uso de primera hornilla (kW)	1.1
Uso de segunda hornilla (kW)	1.4
Uso de tercera hornilla (kW)	1.6
Uso de cuarta hornilla (kW)	1.85
Total	5.85
Promedio	1.4625

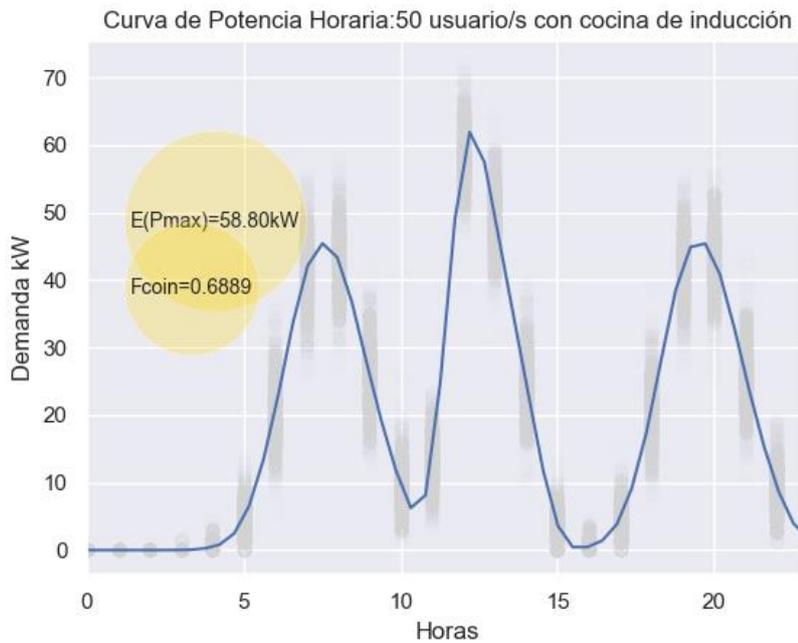


Figura 4.7. Curva de potencia de demanda horaria con 50 cocinas de inducción

Comportamiento con estación de carga de vehículo eléctrico residencial:

Se elabora la curva de factor de simultaneidad para evaluar los clientes usando estaciones de carga modo 2 AC según la muestra de datos de la figura 4.4 (entre semana). La metodología es realizar estados de carga con los siguientes datos estocásticos:

- Cargador residencial 7.4kW de la marca EVBOX, bifásico 220V.
- El tiempo de carga de VE comercial sigue una distribución de procesos gaussianas con valor medio de 8 horas y 3.1 de desviación estándar mientras que VE liviano con valor medio de carga de 6 horas.
- La Hora de carga en el hogar, sigue una distribución Binomial en 24 horas y 0.9 de éxito.
- La duración de conexión con la red de bajo voltaje depende del tipo de cargador y la cantidad de almacenamiento de la batería
- El uso del cargador en el día sigue una distribución exponencial con valor promedio de 1.

Se realizan los eventos discretos con uso de 500 simulaciones Montecarlo, el factor de simultaneidad se calcula con la ecuación 4.1, los resultados de 300 usuarios usando estación de carga residencial de 7.4kW se muestran en la figura 4.8, los resultados de la curva muestran que para cargar vehículos eléctricos livianos con promedio de 6 horas de carga es menor que cargar vehículos eléctricos de uso comercial (camioneta, camión) con un promedio

de carga de 8 horas conectados en los usuarios finales en bajo voltaje (220V con sistema trifásico o 240V en sistema Monofásico- 2F3H-2F2H). El tiempo computacional es de 43 min.

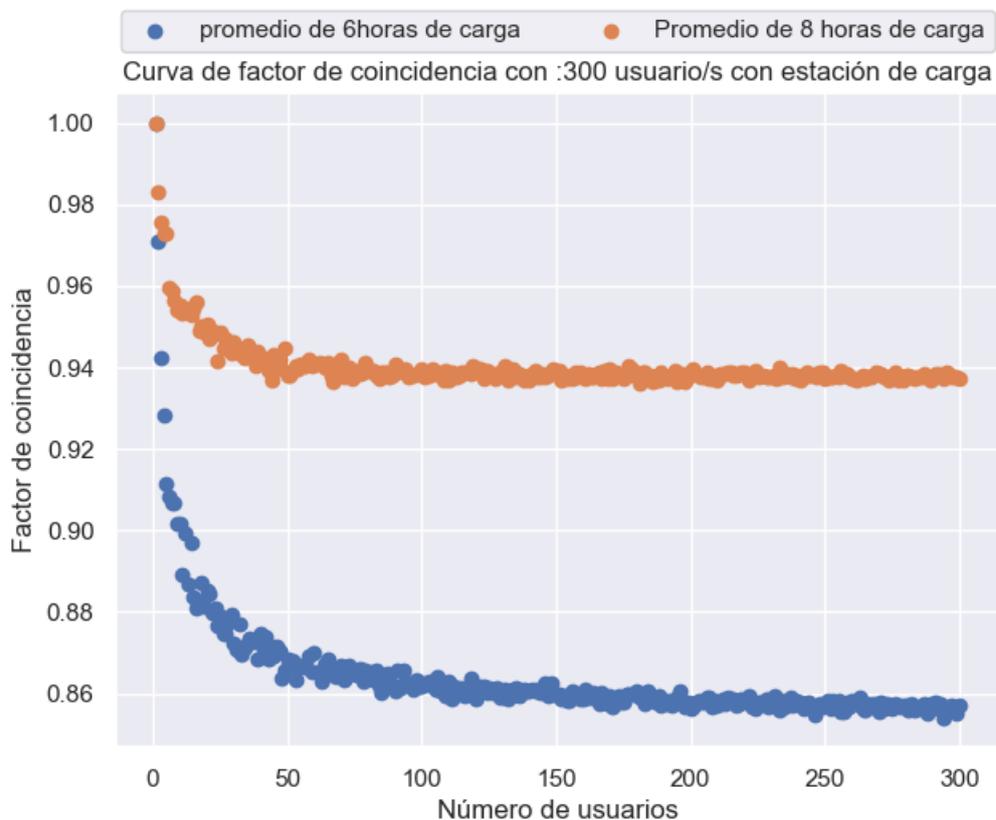


Figura 4.8. Factor de coincidencia con 300 usuarios con estaciones de carga Residencial de 7.4kW (220V con sistema trifásico o 240V en sistema Monofásico- 2F3H-2F2H).

Luego de realizar varias pruebas con pliego tarifario, se determina que existe mayor probabilidad que los usuarios se conecten en forma simultánea, además se interpreta que a **mayor sea la capacidad del cargador menor será el valor de coincidencia**, como es el caso de uso de carga Modo 3AC semi-rápida, usando red trifásica instalada en el hogar (220V-230V-380V-400V con configuración 3F5H,3F4H, 3F3H).

En la siguiente figura 4.9 se muestra la curva de idealización de demanda horaria con pliego tarifario usando cargador de 7.4kW (220V Bifásico), para tipos de vehículos liviano (promedio de 6 horas de carga, Anexo C)

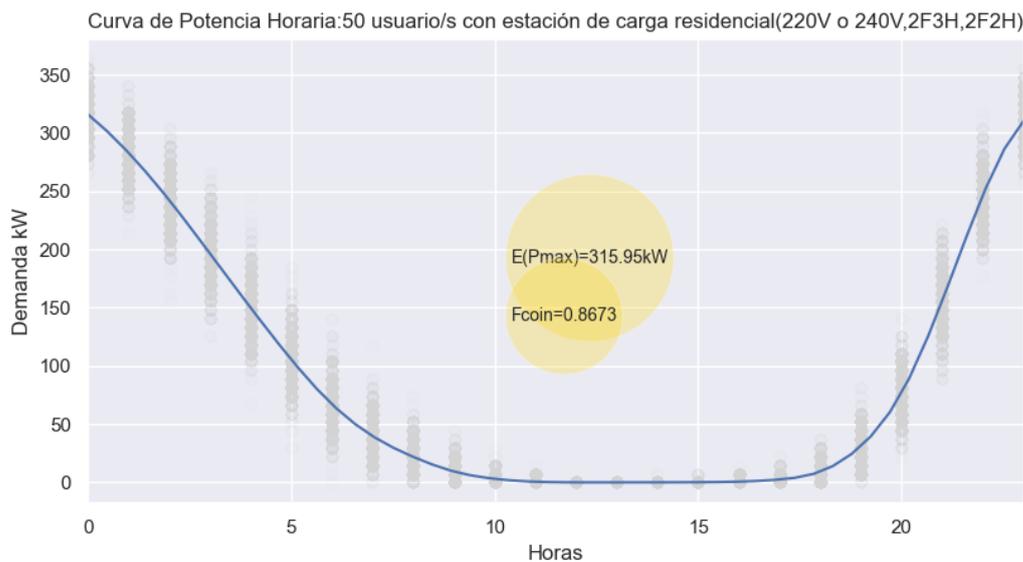


Figura 4.9 Curva de potencia horaria y pliego tarifario con 50 estaciones de carga residencial (220V-240V, 2F2H, 2F3H)

4.5.2 Modelo de Generación Distribuida

Son sistemas de generación conectados en media tensión trifásico o monofásico, en su mayoría, fuentes renovables no convencionales (fotovoltaica, eólica, biomasa, entre otras), este sistema de generación debe ser capaz de desconectarse y reconectarse de la red, ya sea en estados operativos normales como también en emergencia, a continuación, se estudia dos generadores de fuente renovables que presenta mayor porcentaje de penetración a nivel mundial para la generación distribuida.

4.5.2.1 Generación Fotovoltaica

La generación de potencia activa tiene relación directa al modelo probabilístico basado en irradiación solar que se ajusta a una función de distribución, el valor esperado de dicha distribución determina la irradiación con mayor ocurrencia, también depende del parámetro de forma para definir el valor aleatorio cuando se desvía de la media, este resultado se da en la ETAPA1 donde se estudia el comportamiento aleatorio de la irradiación solar y la temperatura en la zona de influencia.

En la figura 4.10 se observa el modelo de generación fotovoltaica con 2000 simulaciones de Montecarlo despachando a las 13pm, los datos medidos son obtenidos en el laboratorio de Microrredes de la Universidad de Cuenca, para 24 horas de 183 días, como resultado los datos estadísticos, irradiación y temperatura se ajusta a una distribución Normal a las 13:00 con $\mu = 805.503 \text{ W/m}^2$ y temperatura $\mu = 16.70^\circ\text{C}$,. La formulación para relacionar entre

potencia generada (η) y radiación solar (G) puede ser encontrado en [74]. Como resultado de la simulación se obtiene la probabilidad de ocurrencia que puede generar la planta fotovoltaica de 50kWp (Arreglo de filas y columnas de celda de 250W, $fp=1$) a las 13:00 horas.

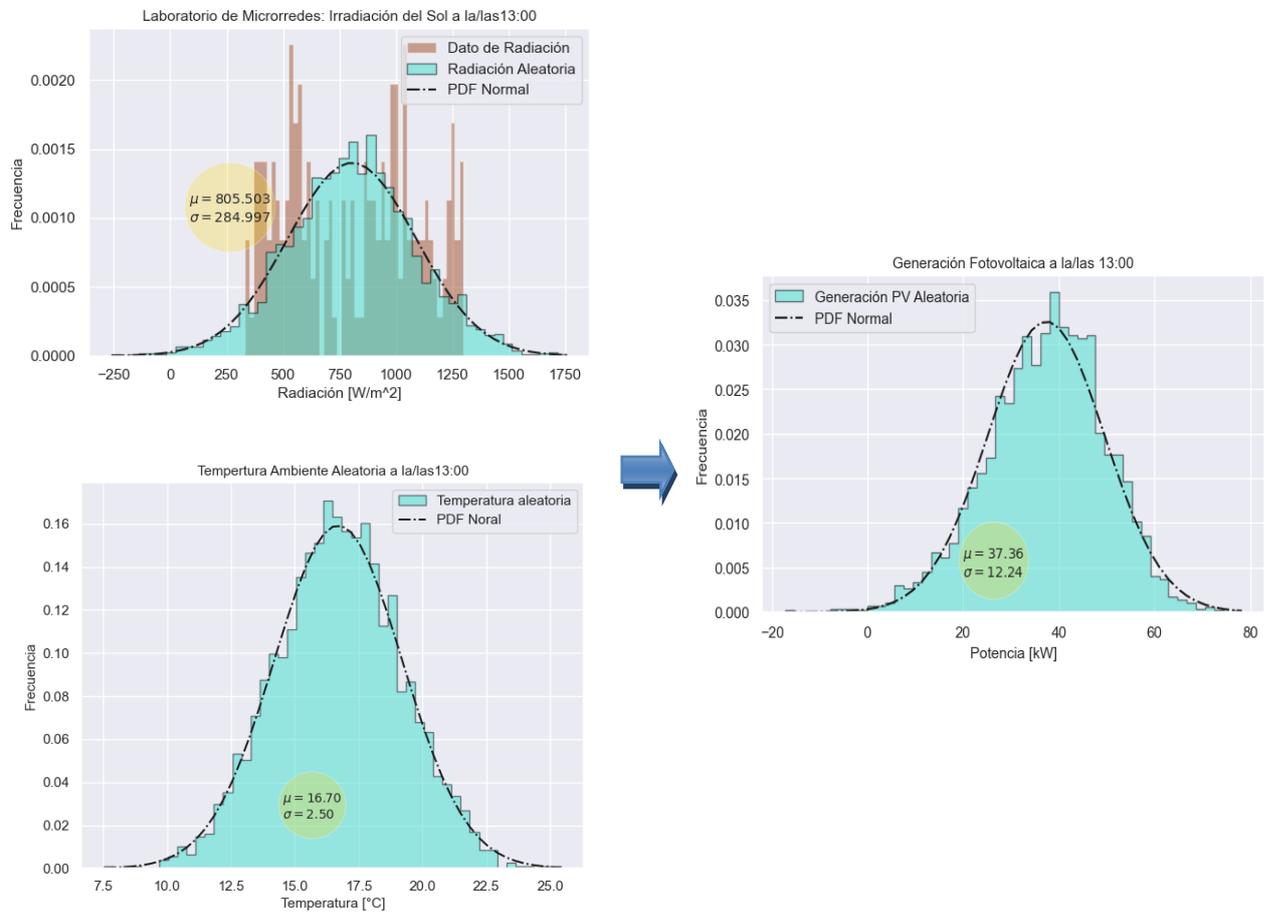


Figura 4.10. Generación fotovoltaica a las 13:00 horas con 2000 simulaciones de Montecarlo

4.5.2.2 Generación Eólica

La generación de potencia activa tiene relación al modelo probabilístico basado en la velocidad del viento que se ajusta en PDF (*Probability Distribution Function*, PDF) Weibull, para este caso, los datos de velocidad del viento deben transformarse en potencia activa utilizando la curva "Potencia vs Velocidad del viento", datos que son otorgados por el fabricante del aerogenerador.

En la figura 4.11 se observa el modelo de generación eólica con 2000 simulación Montecarlo despachando a las 12pm, los datos de velocidad de viento son obtenidos en la isla Galápagos [73] para 24 horas del día de 183 días, los cuales son ajustados en una distribución de Weibull a las 12pm con parámetro de forma $k = 3,09$ y de escala $\lambda = 7,46$. Como resultado de la

simulación se obtienen las probabilidades de ocurrencia que puede generar el parque eólico 12.5 MW (10 Aerogeneradores de 1.25MW, $fp=1$) a las 12pm.

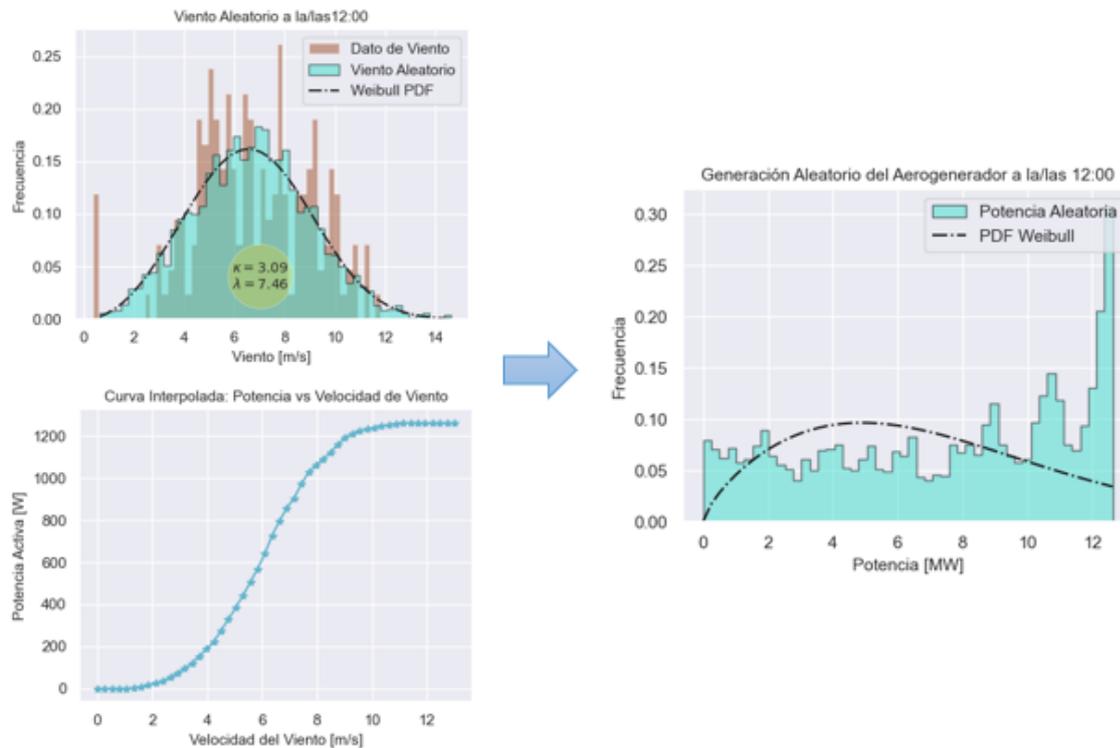


Figura 4.11. Generación Eólica aleatoria a las 12:00 horas con 2000 simulaciones de Montecarlo

4.6 Etapa 3: Integración de los recursos energéticos distribuidos

Una vez entendido los datos estocásticos que relacionan a las fuentes de generación renovable y el comportamiento de carga de los usuarios finales, luego se procede a realizar el modelo de planificación a largo plazo para la expansión y adaptación eficiente de las estaciones de carga rápida y generación distribuida (FCS y GD) en el alimentador de la red de Distribución (Ver figura 4.8). El modelo estudia la disponibilidad de tecnologías (fotovoltaica, eólica, biomasa, entre otras) con su respectiva probabilidad de ocurrencia que puede generar en estado de operación normal, también integra la disponibilidad de instalar estaciones de carga rápida según el crecimiento de los vehículos eléctricos.

En el presente modelo de planificación incluye temas de teoría de probabilidad, problemas estocásticos y problemas de optimización, mientras que, en lo técnico, aborda temas relacionados con las pérdidas de energía, integración de carga rápida de VEs, restricciones de capacidad del alimentador, restricciones de calidad de voltaje y capacidad máxima de GD por flujo inverso (estudiar por el flujo inverso impide tener fallas de los equipos de protección como, reconectores, seccionadores, fusibles, entre otras).

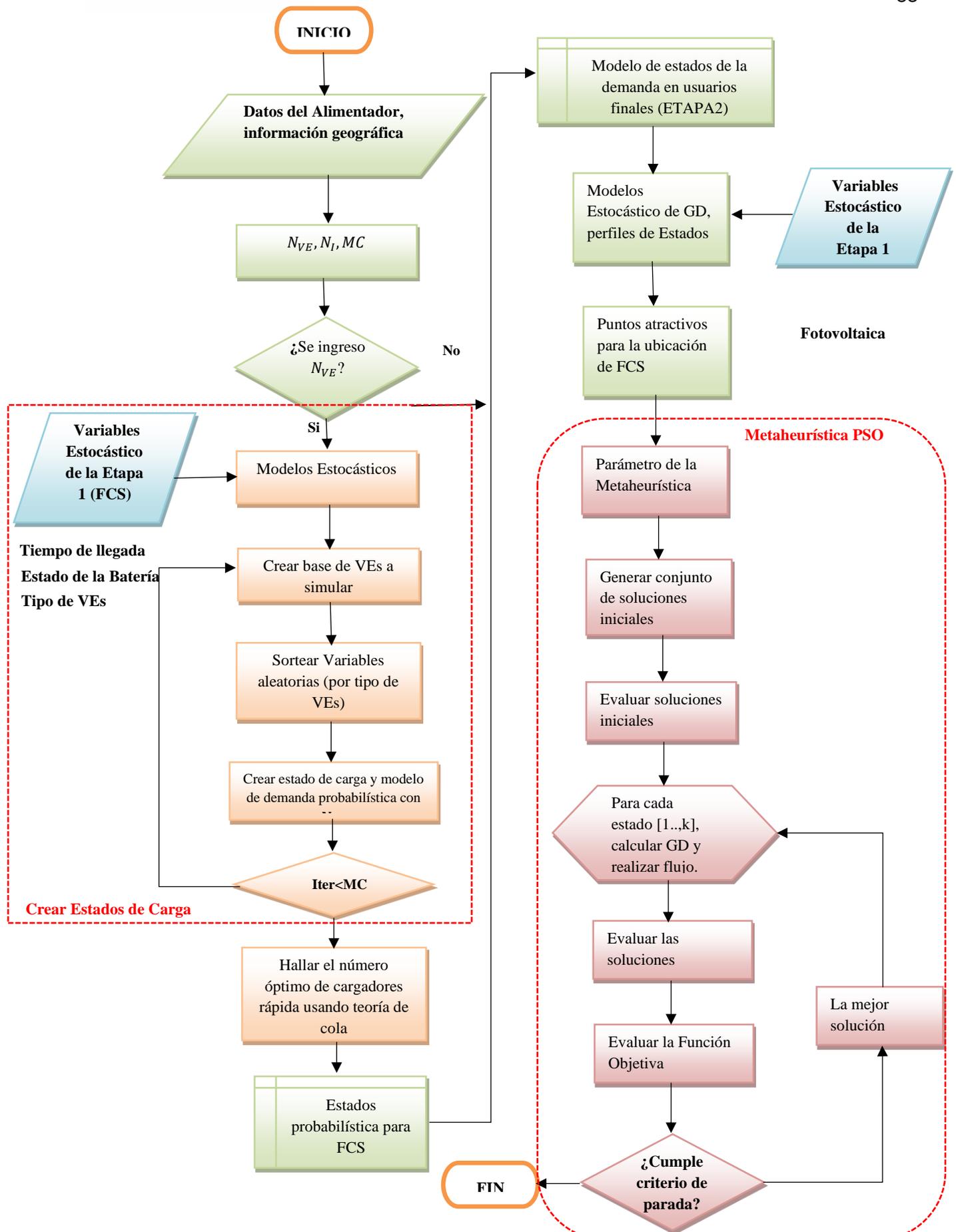


Figura 4.12. Diagrama de flujo del planeamiento a largo plazo integrando eficientemente los recursos energéticos distribuidos

4.7 Estados de carga de vehículos eléctricos

La distribución de llegada de los VEs, el tiempo de carga, la ocurrencia de participación del tipo de VEs y el estado de la batería, sirven para modelar los estados de cargas estocásticas de cada vehículo eléctrico con uso de simulación de Montecarlo, esto con el fin de definir con cierto grado de probabilidad de ocurrencia la hora que puede ocurrir la demanda con cierta cantidad de VEs (N_{VE}), **este método de aproximaciones por distribuciones muestrales ofrece ajustar cierta curva de idealización de demanda que puede ocurrir en un periodo de tiempo, la cual sirve para gestionar, e integrar de manera eficiente los recursos de las estaciones de carga rápida.**

Además, la tasa de llegada de los VE sirve para modelar cadena de Márkov y ser representado por teoría de cola donde se procede estudiar el comportamiento de espera de los vehículos eléctricos para los servidores (FCS). La recopilación de datos de tipos de Vehículos eléctricos que circulan en Ecuador es tomada en (ANT, 2022), (SRI, 2022) (Ver anexo B), mientras que el comportamiento en una estación de carga rápida es tomado en (Daho National Laboratory and US Department of Energy, 2015).

La cantidad de los servicios públicos de estaciones de carga rápida permite ayudar a los consumidores aumentar la carga de la batería en un menor tiempo con el fin de proceder su recorrido hasta su destino final siendo esta como un estado de emergencia. La empresa eléctrica es encargada de la operación, comercialización e incorporación cumpliendo con las restricciones de red y eficiencia energética. A todo esto, se propone en este proyecto el uso de fuentes renovables como solución emergente para cubrir la demanda de las estaciones de carga rápida.

4.8 Optimización y decisión estocástica de los costos totales

Con el propósito de disminuir el tiempo computacional y además analizar distintas variables de decisión dentro de la planificación, se procede desarrollar la combinación de dos tipos de algoritmo para la optimización, en un caso, GD para encontrar el lugar y la capacidad optima instalada en el alimentador que es desarrollado por método de optimización por enjambre de partículas ($C_{totalGD}$), por otro lado, las FCS conectado en el alimentador es desarrollado por parámetros estocásticos usando aproximaciones por promedios muestrales y teoría de cola ($X_t \sim E[C_{totalFCS}]$).

4.8.1 Propuesta del Modelo Matemático

La función objetiva propone minimizar los costos de inversión y operación mediante flujos de potencia AC. En los costos totales se refleja la suma de los costos de inversión, operación y mantenimiento anual para cada generación distribuida y FSC, los modelos matemáticos que aborda el estudio es la siguiente:

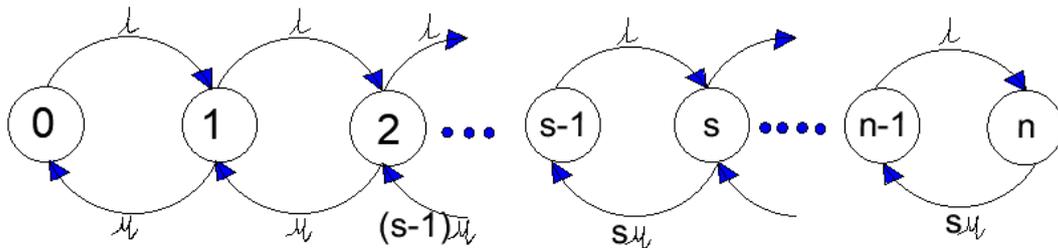
Se plantea el siguiente razonamiento para minimizar costos de inversión y mantenimiento de FCS según el crecimiento de VEs (ecuación (4.1) y (4.2)); En una ciudad se instalará estaciones de carga con s cargadores rápidos, los clientes con VEs llegan de forma aleatoria (tiempo de llegada de los procesos puntuales de Poisson) a razón de λ VEs/hora. Estos son atendidos en orden de llegada por el primer cargador rápido disponible, cada cargador tarda una media de x_t en cargar un VE (tiempo de atención exponencial).

Modelo de cola **M|M|s** con s servidores:

$$\#cargadores \acute{o}ptimos: W_s(y_i) = P_o(y_i) \tag{4.1}$$

$$Y_{min_t} \sim E[C_{total_{FCS}}] = y_i (C_{inv_{FCS}} + C_{om_{FCS}}) \tag{4.2}$$

Sujeto a los parámetros de teoría de cola y cadena de Márkov con los siguientes estados; 0: sin clientes, 1: un cliente activo, 2: dos clientes activos del sistema, hasta n : n clientes activos del sistema, con su correspondiente probabilidad de transición λ y μ (Tasa de llegada de clientes y tasa de servicio).



$$P_n = \begin{cases} \frac{1}{n!} \rho^s P_o & \forall (1 \leq n \leq s) \\ \frac{1}{s! s^{n-s}} \rho^s P_o & \forall (n > s) \end{cases} \tag{4.3}$$

$$\mu = \frac{1}{x_t} \tag{4.4}$$

$$\rho = \frac{\lambda}{\mu} \tag{4.5}$$

$$\rho_s = \frac{\lambda}{\mu s} \quad , \quad \rho_s \leq 1 \tag{4.6}$$

$$L_q = \frac{\rho^{s+1}}{(s-1)(s-\rho)^2} P_o \quad (4.7)$$

$$P_o = \left[\left(\sum_{i=0}^{s-1} \frac{\rho^i}{i!} \right) + \frac{\rho^s}{s!(1-\rho_s)} \right]^{-1} \quad (4.8)$$

$$L_s = L_q + \rho = \frac{\rho^{s+1}}{(s-1)(s-\rho)^2} P_o + \rho \quad (4.9)$$

$$W_q = \frac{L_q}{\lambda} = \frac{\rho^{s+1}}{\lambda(s-1)(s-\rho)^2} P_o \quad (4.10)$$

$$W_s = \frac{L_s}{\lambda} + \frac{1}{\mu} = \frac{\rho^{s+1}}{\lambda(s-1)(s-\rho)^2} P_o + \frac{1}{\mu} \quad (4.11)$$

La ecuación (4.3) representa la probabilidad de estado de la cadena de Márkov, la ecuación (4.4) es el valor medio de salida de los VEs. La utilización promedio de las FSC y el factor de utilización representa la ecuación (4.5) y (4.6). L_q es el número promedio de VEs en la espera, L_s el número promedio de VEs en el sistema, W_q es el tiempo promedio de espera en la cola y W_s número de estadía promedio a largo plazo por VEs, cada termino se representa por la ecuación (4.7), (4.9), (4.10) y (4.11) y P_o es la probabilidad de que ningún cliente se encuentre dentro del sistema, ecuación (4.8).

Una vez de conseguir el número de estaciones de carga rápida, luego corresponde minimizar costos de inversión y operación de GD más costo de pérdidas según el crecimiento de la demanda de usuarios finales más demanda de FCS (ecuación (4.12), (4.13) y (4.14)):

$$Min F.O. = C_{totalGD} + C_{perd} \quad (4.12)$$

$$Min F.O. = \sum_{i \in B_{DG}}^{N_B} x_i (C_{invGD} + C_{omGD}) + \sum_{h=1}^{N_{estados}} P_{perd,h} P(C_h) \rho_{elec} \quad (4.13)$$

$$P_{perd,h} = 0.5 \sum_{i \in B} \sum_{j \in B} G_{ij} [V_{i,h}^2 + V_{j,h}^2 - 2V_{i,h}V_{j,h} \cos(\delta_{i,h} - \delta_{j,h})] \quad \forall h \quad (4.14)$$

S.A.

Restricción balance de potencia:

$$PG_{i,h} + SW_h x_i - y_i H_{i,h} - SD_h P_{pico_i} = \sum_{j \in B} V_{i,h} V_{j,h} [G_{ij} \cos(\theta_{i,h} - \theta_{j,h}) + B_{ij} \sin(\theta_{i,h} - \theta_{j,h})] \quad \forall i, h \quad (4.15)$$

$$QG_{i,h} - SD_h Q_i^{Peak} = \sum_{j \in B} V_{i,h} V_{j,h} [G_{ij} \sin(\theta_{i,h} - \theta_{j,h}) - B_{ij} \cos(\theta_{i,h} - \theta_{j,h})] \quad \forall i, h \quad (4.16)$$

$$V_{min} \leq V_{i,h} \leq V_{max} \quad \forall i, h \quad (4.17)$$

$$0 \leq I_{ij,h} \leq I_{ij}^{max} \quad \forall i, j, h \quad (4.18)$$

Restricción de la potencia de la S/E

$$P_{SE_{1,h}} \leq P_{SE_{1,max}} \quad \forall h \quad (4.19)$$

$$P_{SE_{i,h}} = 0 \quad \forall i \neq 1, h \quad (4.20)$$

$$Q_{SE_{1,h}} \leq Q_{SE_{1,max}} \quad \forall h \quad (4.21)$$

$$Q_{SE_{i,h}} = 0 \quad \forall i \neq 1, h \quad (4.22)$$

$$slack: V_{1,h} = 1.025 \quad \delta_{1,h} = 0.0 \quad \forall h \quad (4.23)$$

Restricción de GD

$$x_i P_{GD_{Nominal}} \leq P_{GD_{i,CAP}} \quad \forall i \in B_{DG} \quad (4.24)$$

$$\sum_{i \in B_{GD}} FC x_i P_{GD_{Nominal}} \leq w_1 \sum_{i \in B} P_{pico_i} \quad (4.25)$$

Análisis de capacidad de integración

$$P_{GD_{i,CAP}} < F_s P_{GD_{i,MAX}} \quad (4.26)$$

$$Tol = 10 \text{ kW} \quad (4.27)$$

$$fp = 1 \quad (4.28)$$

$$C_f = 100\% \quad (4.29)$$

$$P_{GD_{i,CAP}} \rightarrow \text{flujo inverso} \quad (4.30)$$

Donde:

Índices:

h: Índice de estados del sistema.

i, j: Índice de nodos del sistema de distribución.

c: Índice de los nodos **i, j** para la capacidad de integración de GD

Conjunto:

B : Conjunto de todos los nodos del alimentador.

B_{DG} : Conjunto de los nodos candidatos para la integración de GD.

Parámetros de red:

B_{ij} : Susceptancia en la línea ij .

G_{ij} : Conductancia en la línea ij .

Parámetros de costos:

$C_{totalGD}$: Costos totales asociados con la instalación y operación de GD.

C_{invGD} : Costo de inversión por GD.

C_{invFCS} : Costo de inversión por FCS.

C_{omGD} : Costo anual de operación y mantenimiento por GD.

C_{omFCS} : Costo anual de operación y mantenimiento por FCS.

C_{perd} : Son los costos de las pérdidas de energía en la red de distribución.

ρ_{elec} : Costo de la electricidad.

Parámetros asociados a la GD:

$P_{GD_i,CAP}$: Integración de capacidad máxima que el alimentador permite instalar por flujo inverso.

$P_{GD_i,max}$: Potencia máxima de todos los DG conectados en un nodo.

$P_{GD_{Nominal}}$: Potencia nominal de una unidad GD

k_1 : Fracciones de la carga pico de un alimentador

SW_h : Potencia de salida generada por DG en cada estado h .

Parámetros asociados al FCS realizando eventos de cargas estocásticas.

$P_{FCS_i,max}$: Potencia máxima estocástica de todos los cargadores rápidos conectados en un bus.

$P_{FCS_{Nominal}}$: Potencia nominal de un cargador rápido.

$P_{Peak,EV}$: Demanda de potencia pico por EVs.

y_i : Decisión estocástica que controla el número de FCS en el nodo i calculado por teoría de cola.

Parámetros asociados a los clientes finales (en los nodos):

P_{pico_i} : Potencia activa nominal de la carga combinada de la barra i

Q_{pico_i} : Potencia reactiva nominal de la carga combinada de la barra i .

SD_h : Carga normalizada que combina la carga generada con la demanda de vehículos eléctricos residenciales en el estado h .

Parámetros asociados a los estados de probabilidad:

N_{VE} : Numero de vehículos eléctricos en la ciudad.

$N_{estados}$: Número de todos los estados generados por la convolución de PDF para todos los elementos.

$P(C_h)$: Probabilidad de estado combinado C_h .

$P_{loss,h}$: Perdida de potencia en la red de distribución en el estado h .

Parámetros asociados en la capacidad de integración de un alimentador:

Tol : Tolerancia de error en potencia para cada iteración

$fp = 1$, En cada iteración considerar un factor de potencia del 100%

$C_f = 100\%$, Porcentaje de contribución de la falla el 100% de la corriente asignada

Variables

$V_{i,h}$: Magnitud de voltaje del bus i en el estado h .

$\theta_{i,h}$: Ángulo de tensión de la barra i en el estado h

$PG_{i,h}$: Potencia activa suministrada por la subestación en el estado h

$QG_{i,h}$: Potencia reactiva suministrada por la subestación en el estado h

x_i : Variable de decisión binaria que controla el número de GD en el nodo i .

En la ecuación (4.15) muestra el balance de potencia activa y en (4.16) el balance de potencia reactiva. En las ecuaciones (4.17) y (4.18) son los límites de operación en el alimentador como el nivel de voltaje en el nodo y el nivel de capacidad de las líneas. Las ecuaciones (4.19), (4.20), (4.21), (4.22), y (4.23) son las restricciones de la subestación como la capacidad máxima en potencia activa y reactiva, identificar como subestación única en todos los nodos y nodo slack. En la ecuación (4.24) representa el límite de generación distribuida en el nodo y en (4.25) la suma de todos los generadores menores a la potencia pico visto en la subestación. En (4.26), (4.27), (4.28), (4.29), (4.30) son valores para el cálculo de capacidad de integración de generación en el nodo desarrollado por métodos iterativos en CYME, que consiste en agrupar a los nodos que puede generar la fuente sin afectar a los equipos de reconectores, fusibles, seccionadores e interruptores debido al flujo inverso.

4.8.2 Cálculo de costo de pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas ocurren naturalmente debido por el efecto Joule que son ocasionados por la cantidad de corriente que circula por las líneas del alimentador, a mayor sea la demanda mayor es la circulación de corriente y a su vez mayor son las pérdidas. En el proceso se propone obtener las pérdidas y a su vez calcular el costo de pérdidas anuales como se muestra en la ecuación (4.14).

Para el precio de electricidad se considera el costo para la actividad de Distribución en el alimentador definido por la agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables en la dirección de regulación económica (ARCERNNR, 2022) con un valor promedio de 0,52 USD/kWh.

4.8.3 Optimización por enjambre de partículas (PSO)

Las formulaciones matemáticas del apartado anterior con sus restricciones representan un problema combinatoria entero mixto no lineal, la mejor manera de desarrollar esta clase de problema es usando técnica de optimización avanzada como las Metaheurísticas, que se basa en una población inicial de soluciones, esta solución inicial es mejorada y se modificada en cada iteración hasta llegar a una solución óptima.

La optimización de enjambre de partículas (*Particle Swarm Optimization*, PSO), es un método de optimización Metaheurística con el fin de encontrar valores mínimos o máximos globales de la función objetivo. Su desarrollo se inspira en el comportamiento de la población de las aves, población de peces, población de insectos en los que, el movimiento de cada partícula (individuo) dentro de un espacio de búsqueda combina la dirección, velocidad y aceleración hacia una fuente y adopta el comportamiento con el resto de población hacia una solución óptima.

La estructura del algoritmo PSO para optimizar la ecuación (2) sigue los siguientes pasos:

Tabla 4.2. Seudocódigo del Algoritmo PSO

Parámetros de PSO (ψ, c_c, c_s)	
Crear población inicial (enjambre)	
Evaluar la posición inicial	
Para cada iteración:	
	Evaluar en cada partícula:
	Actualizar su velocidad
	Actualizar la posición de la partícula
	Evaluar la Función objetivo en la nueva posición
	Registrar la mejor posición en la que ha estado la partícula

Actualizar la mejor posición de la partícula

Seleccionar la mejor posición global de la partícula

- **Población inicial (enjambre):** Se crea un enjambre de partículas. En el espacio de búsqueda se define su posición en cada partícula y velocidad que varía a medida que la partícula se mueve y se almacena en la posición inicial.
- **Evaluar para cada partícula:** Consiste en evaluar la función objetivo de la nueva posición que ocupa cada partícula. Cada evaluación almacena las mejores posiciones hasta encontrar el valor óptimo local de la función objetivo.
- **Actualizar su velocidad:** Al actualizar su velocidad implica tener una nueva posición dentro del espacio de búsqueda hasta obtener una mejor posición y se emplea la siguiente ecuación.

$$v_i(t + 1) = \psi [v_i(t) + c_c \beta_1 (p_i(t) - x_i(t)) + c_s \beta_2 (g_i(t) - x_i(t))] \quad (4.31)$$

Donde:

$v_i(t + 1)$: representa la velocidad de la partícula i en el instante $(t + 1)$, es decir, la velocidad actualizada de la mejor posición.

$v_i(t)$: representa la velocidad de partícula i en el instante (t) , es decir, la velocidad actual.

ψ : Factor de constricción representa la reducción o el aumento de la velocidad de la partícula.

c_c : coeficiente cognitivo

β_1 : vector aleatorio de una distribución uniforme en el rango $[0,1]$

$p_{ij}(t)$: representa la partícula ubicada en la mejor posición

$x_{ij}(t)$: Identifica la partícula en la posición actual en el instante t

c_s : coeficiente social

β_2 : vector aleatorio de una distribución uniforme en el rango $[0,1]$

$g_i(t)$: representa la posición actual de todo el enjambre en el instante t , es decir, el mejor valor global.

4.9 Propuesta de uso de software para la elaboración de la planificación

Inicialmente se selecciona un alimentador, donde, los datos de red son georreferenciados usando ArcGIS, la cual, se verificará la ubicación real de los equipos y conductores existentes. Estos datos de red son guardados hacia una base de datos para luego ser cargado en CYME. El software CYME ayuda a representar la red de Distribución de una manera eficiente, son usadas por varias Empresas Distribuidoras en el Ecuador para gestionar y planificar diferentes escenarios y brindar soluciones de ingeniería.

La nueva versión de CYME integra módulos para la evaluación de impacto de red con recursos energéticos distribuidos, también integra un módulo para analizar la capacidad de integración de DER, módulos que sirven para evaluar el uso de la fuente, identificar fallas, gestionar la generación en periodos de tiempo, entre otras.

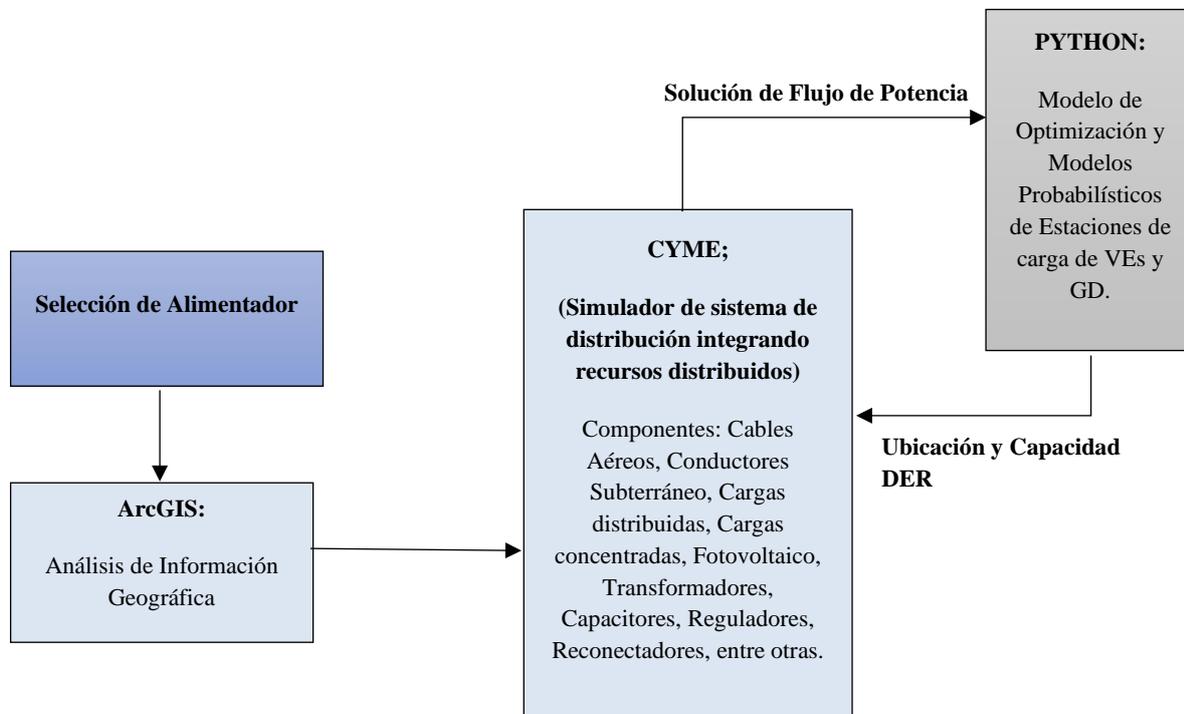


Figura 4.13. Propuesta de Software para la elaboración de la Planificación

Cymdist cuenta con las siguientes fuentes para la generación distribuidas: Generador con acoplamiento electrónico, generador de inducción, generador síncrono, generador eólico, sistema fotovoltaico, microturbina, pilas de combustible de oxido sólido y sistema de almacenamiento (Baterías). Estas fuentes pueden estar conectadas a la red de Distribución o en forma de isla.

El modelo de optimización y probabilístico son desarrollados en el entorno de Python, Python es un lenguaje de programación de alto nivel y código abierto con uso de módulos que ayuda a procesar y visualizar el conjunto de datos. Los módulos que se utilizan en el presente trabajo son:

Cympy: Es el módulo de conexión con CYME que permite acceder a las propiedades de la red, agregar y quitar elementos o dispositivos, ejecutar varios análisis y obtener resultados de reporte de red. A continuación, se presenta una tabla con el script más relevantes que se utiliza en el presente estudio:

Matplotlib: Es un módulo que crea visualizaciones gráficas, figuras animadas e interactivas desde los datos de registros.

Seaborn: Representa un interfaz de alto nivel para dibujar gráficos relacionados a la estadística y funciones de probabilidad.

Pandas: Representa el análisis y manipulación de datos de una manera más eficiente.

Numpy: Representa las estructuras en matrices de varias dimensiones, arreglos de array y listas para diferentes tipos de datos.

Random: Modulo para crear generadores de números aleatorios entre un rango, según la probabilidad de ocurrencia de los valores y números aleatorias de una función de distribución.

SciPy: Es un módulo que proporciona algoritmo para estadísticas, ecuaciones diferenciales, ecuaciones algebraicas, optimización e interpolación. En el uso de las estadísticas (stats) integra distribuciones de probabilidad tanto discreta como continua, también pone a su disposición herramientas para crear distribuciones de probabilidad y para hacer cálculos estadísticos.

Los resultados de ubicación y capacidad de las mejores soluciones de generación son enviados a CYME para realizar el flujo de potencia, luego, el resultado de flujo de potencia y cantidad totales de costo de pérdidas son enviados a la consola de Python. Este proceso es iterativo hasta que cumpla el criterio de parada o convergencia de los resultados. En el script se configura para realizar flujos de potencia por método de Newton Raphson para redes desbalanceadas con parámetros de convergencia de límites de voltaje (número de iteración de 60 y tolerancia de 0,05%).

CAPITULO 5

5 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN EN UN CASO DE USO DE LA CENTROSUR

5.1 Introducción

Se ha mostrado en el capítulo anterior la metodología para llevar a cabo la planificación de red inteligente integrando eficientemente los recursos energéticos distribuidos (DER), la resolución es mediante un script basado en técnicas de optimización y procesos estocásticos. Para el modelado de la planificación se utiliza flujo de potencia Newton Raphson desequilibrado, misma que se obtiene resultados con datos reales del sistema de distribución conectada con diferentes dispositivos de protección, maniobras, medidores, transformadores, entre otras.

Para comprobar la robustez del algoritmo y verificar la evaluación de convergencia que tiene el problema ante la aplicación de dicho algoritmo de optimización por enjambre de partículas (*Particle Swarm Optimization, PSO*), se hace uso del alimentador de prueba de 13 Nodos de la IEEE. En el estudio de prueba se realiza la simulación iterativa del análisis de capacidad de integración distribuido, siendo esta como restricción del problema de máxima generación en el nodo de circuito trifásico. Las pruebas son realizadas para: I) Evaluación de PSO en caso base. II) Evaluación de PSO al aumentar la demanda final y considerando un número de estaciones de carga rápida.

Una vez evaluado la convergencia del algoritmo PSO, se procede a correr el script del alimentador 0424 con información geográfica, la metodología sirve para encontrar la capacidad óptima de estaciones de carga rápida con uso de métodos estocásticos, y la ubicación es desarrollada según estudio de máxima frecuencia vehicular dentro de la zona del alimentador. Luego de obtener las nuevas demandas causadas por las estaciones de carga y uso de cocina de inducción se procede correr el algoritmo PSO para la generación distribuida que necesita la red debido al crecimiento masivo de Vehículos eléctricos. Continuando con el estudio, se analiza el impacto comparando los siguientes resultados:

- Escenario 1: caso base (red actual),
- Escenario 2: Incremento de demanda en usuarios finales más estaciones de carga rápida DC Electrolinera.
- Escenario 3: Escenario 2 más generación distribuida (Fotovoltaica).

Para cada escenario se tiene un resumen económico y técnico, donde, el valor esperado será el valor con mayor probabilidad de ocurrencia que pueda existir. Al finalizar el capítulo, se realiza una comparación de los tres escenarios.

El script es implementado en el software Python, donde evalúa la función objetivo mediante flujo de potencia AC con las restricciones planteadas. Para restringir el problema es necesario configurar parámetros en CYME y determinar el límite de tensión permitido a nivel de distribución.

El alimentador pertenece a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, todos los datos se encuentran cargadas en el Software CYME. El desafío del estudio es que los datos de un alimentador contienen varios nodos o postes, de esos postes son conectados los generadores y las estaciones de carga rápida. Si se añade N número máximo de GD y FCS en cada nodo resulta ser más difícil lograr la convergencia, es decir se tiene $(\#GD \text{ en el nodo} + 1)^{Nodos \text{ candidatos}} + (\#FCS \text{ en el nodo} + 1)^{Nodos \text{ candidatos}}$ de posibles combinaciones. Entonces, para reducir el tiempo computacional que conlleva el algoritmo, se procede en realizar en dos partes como se menciona en la metodología del capítulo 4, optimizar FCS usando teoría de cola y optimizar GD usando PSO, y a su vez, se necesita reducir el espacio de búsqueda usando “Capacidad de integración de GD”, que es un algoritmo iterativo que implementa CYME para obtener la capacidad máxima que puede conectar la GD en un nodo. A todo esto, se presenta y analiza los resultados obtenidos para cada escenario.

5.2 Sistema de prueba para evaluar algoritmo PSO

Se utiliza el sistema de prueba 13 nodos de la IEEE para evaluar el algoritmo PSO, la evaluación consiste en verificar que exista coherencia con los resultados y obtener el porcentaje de éxito de convergencia, el tiempo de convergencia, cantidad de población, parámetro de Metaheurístico y el valor de la evaluación de la Función objetiva.

El sistema 13 nodos de la IEEE, consiste en una subestación de capacidad instalada de 5MVA, voltaje de línea 4.16kV, 8 nodos de circuito trifásico, 1 nodo secundario del transformador trifásico, 5 nodo de circuito monofásicos, cuenta con 24 tramos, 2 condensadores shunt, 2 seccionadores, 8 cargas concentradas, 1 carga repartida, 3 reguladores de voltaje monofásicos conectado en estrella, 1 transformador de dos devanados, 8 líneas trifásicas 4.16kVLL y 2 líneas monofásicas a 2.40kVLN.

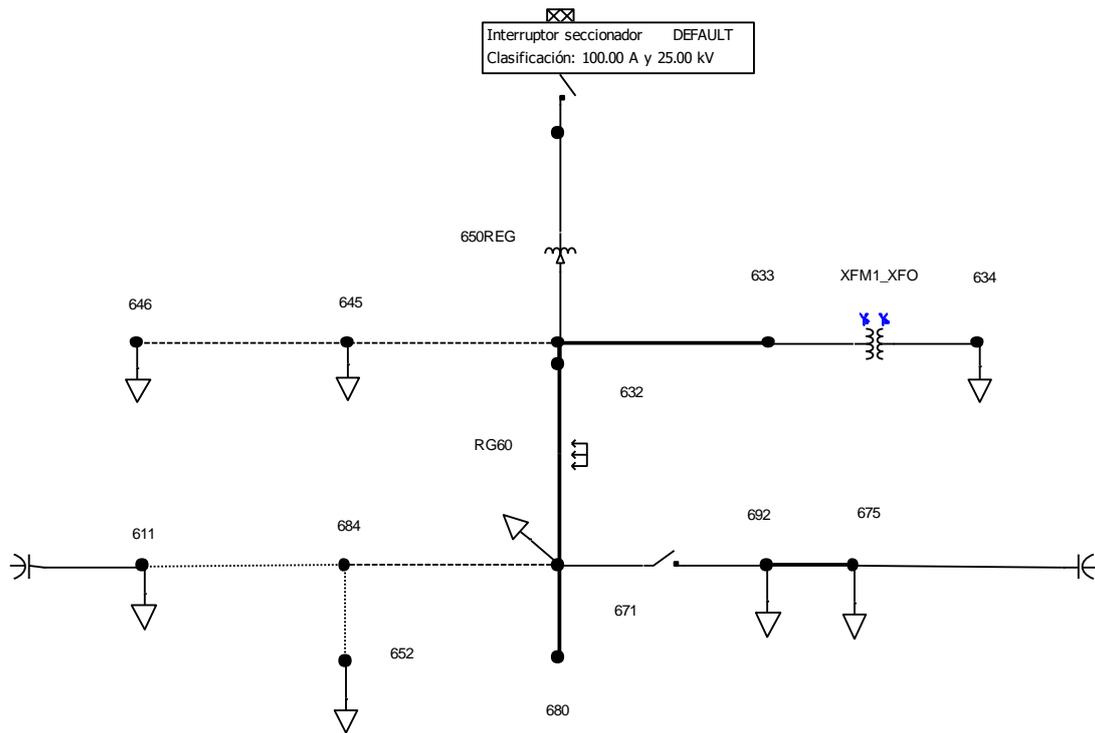


Figura 5.1 Sistema de prueba 13 nodos de la IEEE

5.3 Escenario para evaluar algoritmo PSO

5.3.1 Resultados de caso base

Se tiene los siguientes resultados desde la subestación:

Fuente - SUB650WYE-S2

Energía [KWh]:	0	Distancia [Km]:	0	Sum. Gen [kW]:	0	N. Subte.	0	Q/P:	
FC[%]:	100	Perdidas [kW]:	111.17	Sum. Gen[kVAr]:	0	N.Sobrec.	0	48.19	
Carga Inst.	0	Abonados:	0					Si es > 29%	
Trafo [kVA]:								Analisis Capacit	
VLN:	kVLL:	I[A]:	kVA	kW	kVAr	DV [%]:	FP[%]	Capaci. [A]:	Perdidas[kW]
A=	2.4	4.16	593.11	1424.51	1251.4	680.6	0	87.85	38.96
B=	2.4	4.16	435.59	1046.18	977.26	373.43	0	93.41	-4.87
C=	2.4	4.16	627.11	1506.18	1348.99	669.92	0	89.56	77.08
N=		158.88							
		Total:	3971.36	3577.66	1723.95		89.96		111.17

Figura 5.2 Resultados del caso base de la red de prueba 13 nodos IEEE

5.3.2 Uso del algoritmo PSO en los resultados del caso base

Los parámetros generales que se usó en la red 13 nodos de la IEEE son, 80 individuos o población, 10 iteraciones y un número máximo de 3 GD, cada GD de capacidad 100kW. En cambio, los parámetros de PSO, se utilizó $c_1 = 0.5$ coeficiente cognitivo, $c_2 = 0.3$ coeficiente social y $w = 0.9$ factor de constricción. Todos los parámetros mencionados se establecieron a base de pruebas, con los cuales se obtuvieron mayores resultados.

El espacio de búsqueda total representa un $(3 + 1)^{13} = 67.10x^6$, aproximadamente a 67 millones de posibles combinaciones en analizar, para facilitar el tiempo computacional se reduce el espacio de búsqueda, con los siguientes criterios configurado en CYME:

- Nodos de tramos trifásicos
- Dispositivo monitoreando el flujo inverso: regulador de voltaje y fuentes.
- Dispositivos monitoreando despeje de falla mínima y disparo por simpatía: fusibles, reguladores, interruptores y transformadores.
- GD basado en inversores trifásicos
- Factor de seguridad de disparo de falla por fase y de tierra el 100%.

En la figura 5.3 representa la máxima capacidad de generación que se puede instalar en los nodos trifásicos antes que se produzca un flujo inverso en cualquier regulador o fuente. Este valor máximo representa la restricción de la capacidad de generación en el nodo, a todo esto, los resultados influyen con un valor máximo de 586kW.

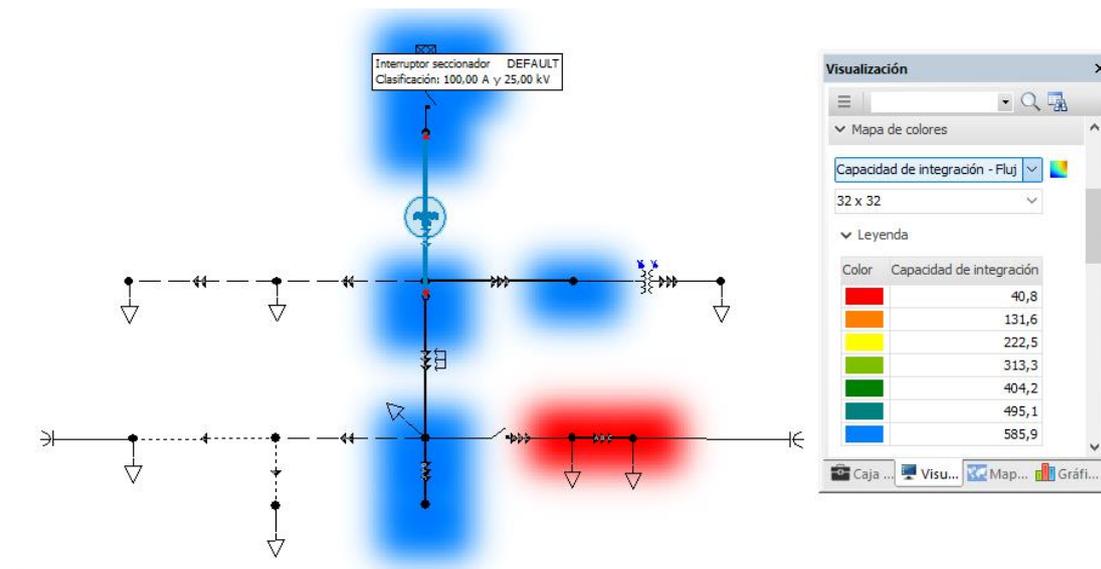


Figura 5.3. Resultado de Capacidad de Integración por flujo inverso

En el anexo G se muestra los datos de ingreso como; número mínimo de generadores, número máximo de generadores, potencia máximo y mínimo del generador, los costos de instalación y el costo de operación/mantenimiento en cada nodo. Los resultados del algoritmo PSO para la red base usando generación fotovoltaica se muestra en la figura 5.4.

El algoritmo converge a un precio de \$5 060, esto representa el costo de perdidas anual, no se necesita generación distribuido ya que la red se encuentra operando normalmente. Los resultados de la evaluación se muestran en la siguiente tabla 5.1.

Tabla 5.1 Parámetro de evaluación de PSO

Evaluación de PSO:	Descripción:
Numero de Pruebas	10
Éxito	100%
Tiempo de computo	1920 seg = 32min
Iteración máxima hasta la convergencia	5
Valor óptimo	\$506 mil

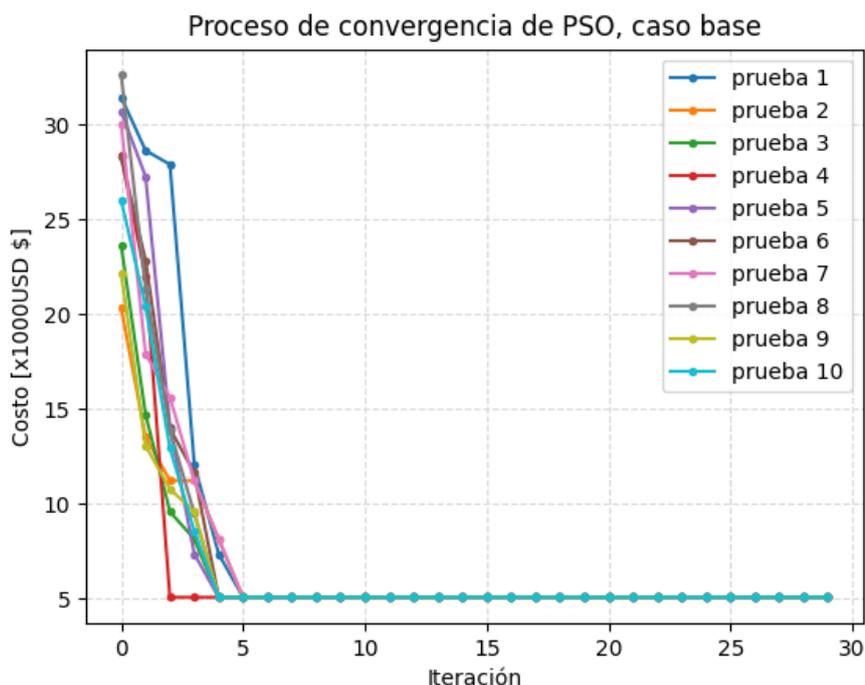


Figura 5.4 Proceso de Convergencia PSO, caso base

5.3.3 Evaluación de PSO integrando estaciones de carga rápida y aumento en la demanda en usuario final.

Para evaluar PSO con aumento en la demanda se propone integrar al alimentador el siguiente criterio:

Tabla 5.2 Escenario de planificación a largo plazo en red de prueba 13 nodos de la IEEE

Escenarios de planificación a Largo plazo			
	Tipo	Cantidad	Probabilidad de ocurrencia
Usuarios con vehículos eléctricos	Auto 1 de capacidad promedio 40.60kWh	18	0.103
	Auto 2 de capacidad promedio 53.60kWh	16	0.091
	Auto 3 de capacidad promedio 31.40kWh	18	0.103
	Camioneta de capacidad promedio 68kWh	53	0.302
	Jep de capacidad promedio 71,98kWh	35	0.2
	Furgoneta o camión comercial de capacidad promedio 90kWh	5	0.2
Total		175	1
DER		Cantidad	Criterio
Usuario Final	Estaciones de carga Modo 2, tipo Lenta.	40% (175)	Tiempo de carga promedio 7 horas para estación de carga 7.4kW 220V (2F-3H) en tipo de vehículo 1,2,3 y camioneta

			ubicada en clientes finales. Uso de tarifa residencial.
	Considerar tasa de incremento de demanda anual (carga genérica)	2%	Para todas las cargas concentradas y distribuidas.
	Cocina de inducción	50	Descrita en la metodología
Estaciones de carga rápida (FCS) para uso público		y_i	<p>Proceso estocástico de Poisson: Promedio de hora de llegada en la estación $u_p = 2pm$.</p> <p>Distribución Exponencial: Promedio de Llegada de vehículo con estado de batería igual al 10%</p> <p>Selección del tipo de VE: Mayor ocurrencia de carga para VEs comerciales (camioneta, Jep, y furgoneta).</p> <p>Proceso estocástico de Poisson: Promedio de números de veces que carga el tipo de vehículo eléctrico en un día, igual a 1.</p>
Generación Distribuida basado en sistema fotovoltaico		x_i	Uso de Metaheurística

Se procede a correr el script del anexo F, la cual determina por procesos estocástico una aproximación de demanda según el comportamiento de las variables que influye en su consumo promedio en las 24 horas del día. A todo esto, se obtiene la idealización de curvas de demanda según las cantidades de DER, los resultados de incremento de demanda se muestran en la siguiente figura:

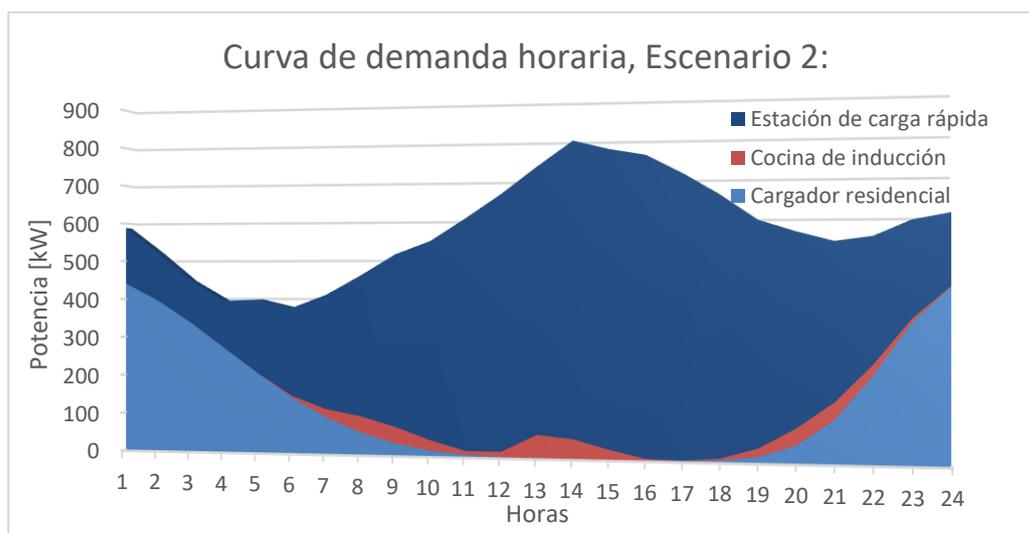


Figura 5.5 Curva de incremento de demanda horaria de la red prueba 13 nodos IEEE.

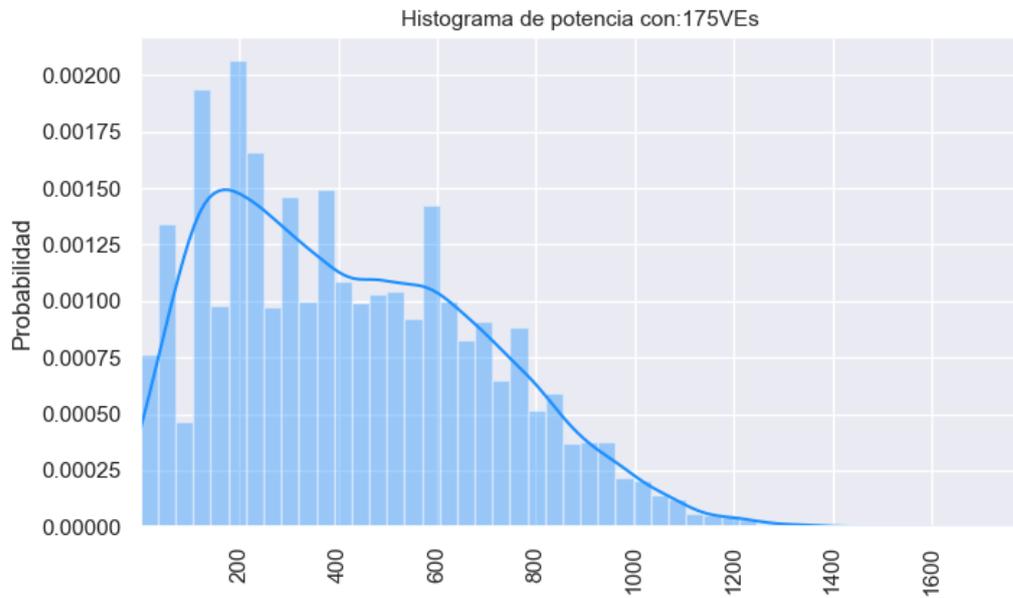


Figura 5.6 Histograma de potencia para 175VEs según el criterio del escenario de planificación.

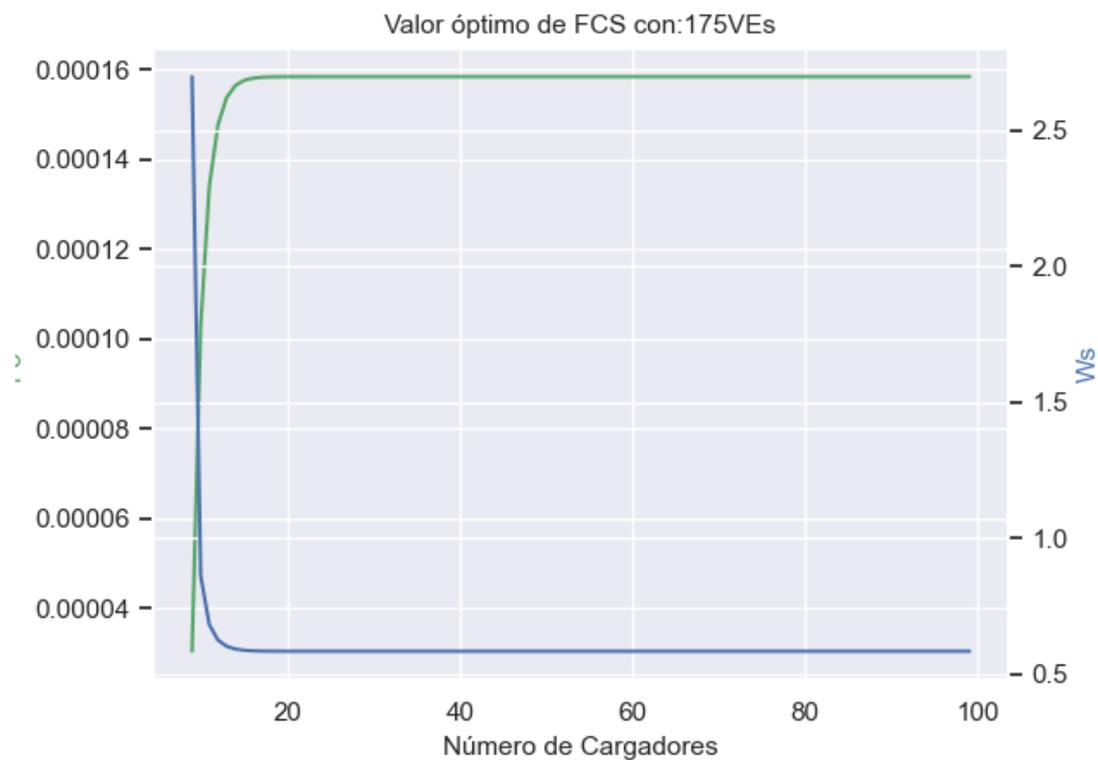


Figura 5.7 Cantidad óptimo de estaciones de carga rápida

Los resultados para estaciones de carga rápida se muestran en la figura 5.6 donde se determina el histograma de consumo de potencia usando 500 simulaciones de Montecarlo, este resultado determina el rango de probabilidad de consumo para las estaciones de carga,

y en la figura 5.7 muestra la cantidad optima de estaciones de carga rápida para los 175 vehículos eléctricos, los resultados muestran 10 unidades de 120kW.

Luego se realiza la prueba del algoritmo PSO, donde se considera instalar una electrolinera de 10 unidades de 120kW de carga rápida modo 4 DC en el nodo 680. La potencia instalada en el nodo 680 es de 1200kW, mientras que el consumo promedio máximo es de 784.64kW como se muestra en la figura 5.8.

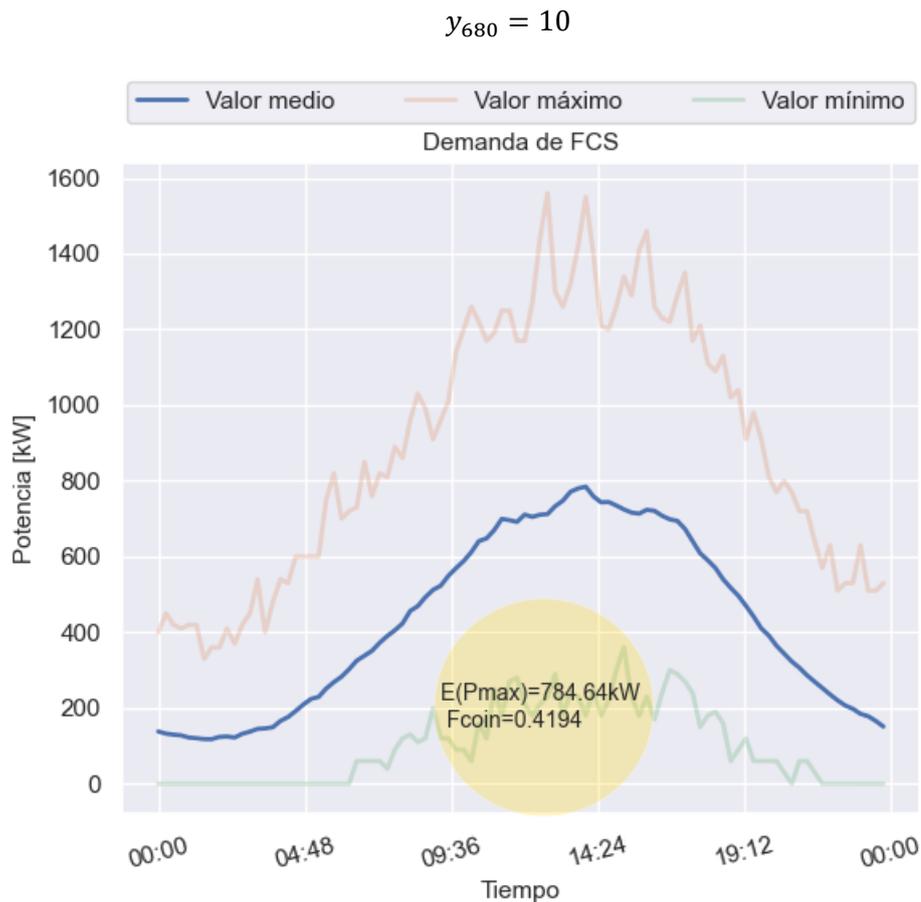


Figura 5.8 Demanda generada en Electrolinera (20 unidades de 60kW- carga rápida modo 4 DC en el nodo 680).

En la figura 5.8 muestra el impacto de consumo en el alimentador usando estaciones de carga rápida para una demanda de 175 usuario de VEs, el consumo son valores picos en instantes de tiempo (entre 25 a 45min), el tiempo de carga dependerá de la capacidad de la batería de los vehículos eléctricos y también el comportamiento de los usuarios en cargar su vehículo para seguir con el recorrido. Los resultados muestran que el uso de estaciones de carga rápida al cargar las baterías presenta periodos cortos con una gran cantidad de energía y en forma de pico.

A este tipo de tecnología se debe considerar como una estación de emergencia para que los vehículos eléctricos logren llegar a su destino, mientras que para la empresa distribuidora se considera un impacto a la operación en gran escala.

El resultado instantáneo del flujo de potencia en la demanda máxima visto en la subestación a las 14 horas se muestra en la siguiente Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Resultado de flujo de potencia incremento de demanda con estaciones de carga rápido más cocina de inducción y cargadores residencial Modo 2

Fuente - SUB650WYE-S2

Energía [KWh]:	0	Distancia [Km]:	0	Sum. Gen [kW]:	0	N. Subte.	3	Q/P:	
FC[%]:	100	Perdidas [kW]:	199.02	Sum. Gen[kVAr]:	0	N.Sobrec.	5	52.548	
Carga Inst.	0	Abonados:	0					Si es > 29%	
Trafo [kVA]:								Analisis Capacit	

	VLN:	kVLL:	I[A]:	kVA	kW	kVAr	DV [%]:	FP[%]	Capaci. [A]:	Perdidas[kW]
A=	2.4	4.16	759.8	1824.8	1561.8	943.8	0	85.59		-81.1
B=	2.4	4.16	651.3	1564.3	1411.3	674.8	0	90.22		73.21
C=	2.4	4.16	824	1979.2	1774.6	876.3	0	89.66		206.92
N=			85.3	-----	-----	-----		-----		-----
			Total:	5363	4748	2495		88.44		199.02

En los resultados visto desde la cabecera (Tabla 5.3) impacta considerablemente al alimentador la introducción de varias estaciones de carga rápida para cubrir la demanda de usuarios con vehículos eléctrico. Este impacto genera aumento en la pérdida, factor de potencia bajo, incremento de corriente, 5 lugares con sobrecargas y 3 subtensión al sistema.

Luego se corre el algoritmo PSO, en los cuales se obtuvieron el mejor resultado de \$145 Mil con una tasa de éxito del 70% lograda con el algoritmo, el costo corresponde a la adición de GD en el nodo es:

$$x_{632} = 2, \quad x_{671} = 3, \quad x_{680} = 3$$

Es decir, se integró 2 plantas fotovoltaicas de 100kWp en el nodo 632, 3 plantas fotovoltaicas de 100kWp en el nodo 671 y 3 plantas fotovoltaicas de 100kWp en el nodo 680.

En la figura 5.10 se presenta el proceso de convergencia del algoritmo PSO para las 10 pruebas realizadas, cada prueba tiene un tiempo de 38min de esfuerzo computacional. Los resultados convergen con valor de \$145 Mil luego de 20 iteraciones, este es el valor optimo global con mayor porcentaje de éxito sin embargo existen soluciones locales como en la prueba 2 y 7.

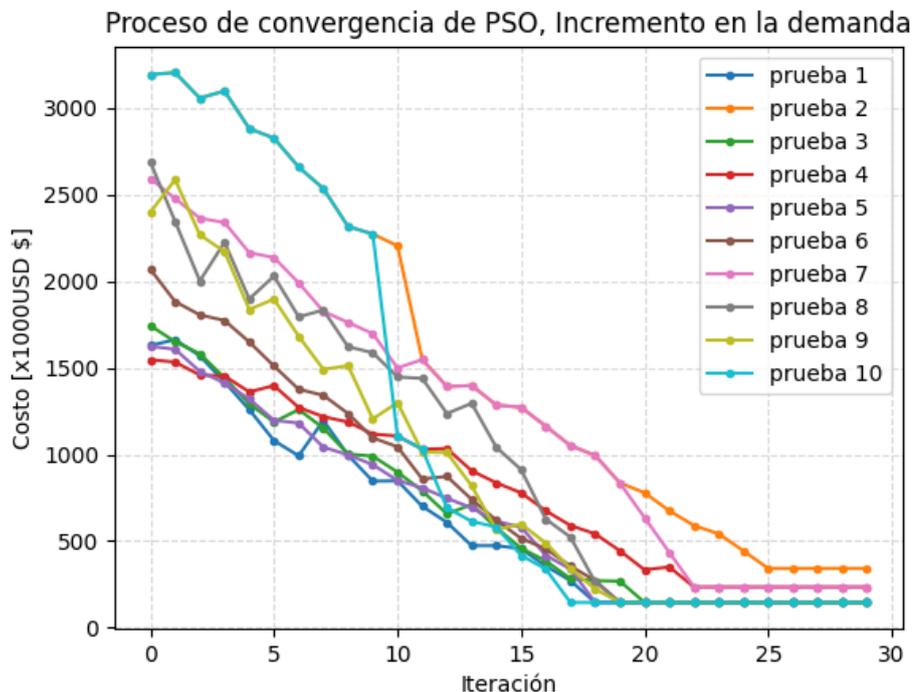


Figura 5.9 Proceso de Convergencia PSO, con estaciones de carga rápido más cocina de inducción, cargadores residencial Modo 2 y generación distribuida

Tabla 5.4 Resultado del flujo de potencia con estaciones de carga rápido más cocina de inducción, cargadores residencial Modo 2 y generación distribuida

Fuente - SUB650WYE-S2

Energía [KWh]:	0	Distancia [Km]:	0	Sum. Gen [kW]:	800	N. Subte.	0	Q/P:		
FC[%]:	100	Perdidas [kW]:	152.53	Sum. Gen[kVAr]:	800	N.Sobrec.	0	59.74		
Carga Inst.	0	Abonados:	0					Si es > 29% Análisis Capacit		
Trafo [kVA]:										
	VLN:	kVLL:	I[A]:	kVA	kW	kVAr	DV [%]:	FP[%]	Capa. [A]:	Perdidas[kW]
A=	2.4	4.2	654	1570.7	1290.2	895.8	0	82.14		-96.18
B=	2.4	4.2	540.8	1299	1137.6	627.1	0	87.58		70.17
C=	2.4	4.2	709.8	1704.7	1494.3	820.4	0	87.66		178.54
N=			82	-	-	-		-		-
			Total:	4569	3922	2343		85.74		152.53

Los resultados de la tabla 5.4 muestra los resultados de flujo de potencia, lo cual se demuestra que las pérdidas disminuyen con respecto al caso cuando se consideraba solamente estaciones de carga rápida. Al operar generadores se observa mejorar los números de subtensión y sobrecarga al sistema de distribución.

5.4 Aplicación de estudio Alimentador 0424

El alimentador 0424 perteneciente de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR recorre 4km en las parroquias El Vecino y una parte de la parroquia Bellavista del cantón Cuenca.

El alimentador parte de la subestación 04 con capacidad 48MVA, la estructura de la subestación es de 8 alimentadores cada uno con capacidad de 6MVA, entre ellas está el alimentador 0424 con nivel de tensión en línea 22kV, la topología de red del alimentador consta de; 1119 nodos, 5737 clientes, 224 dispositivos de protección (8 interruptores automáticos, 27 interruptor seccionador, 180 fusibles, 9 reconectores), 134 transformadores con dos devanados y 1122 tramos.

Esta zona se caracteriza por el desarrollo del sector comercial e industrial como: el terminal terrestre, aeropuerto, centros comerciales y centro de enseñanza.

5.4.1 Integración de recurso energético distribuido

En este apartado se describe el escenario que integra los recursos energéticos distribuidos en el sistema de distribución.

5.4.1.1 Clientes finales

Los recursos energéticos distribuidos en los usuarios finales son conectados en niveles de baja tensión, aguas abajo de un centro de transformación del alimentador 0424, las cuales incluyen las cocinas de inducción, estaciones de carga en modo 2 lenta (cargador de vehículos menos del 10kW) y estaciones de carga modo 3 semi-rápida (cargador de vehículo entre 10 y 22kW).

Cocina de inducción: Para el estudio se prevé una penetración de cocinas de inducción, la planificación consiste el 25% del total de clientes en la zona a largo plazo (10 años), la selección de clientes residencial, comercial o industrial será de forma aleatoria.

Estaciones de carga Modo 2 lenta <10kW: Debido al crecimiento de ventas de vehículos eléctricos descrito en el anexo B, se ha previsto que en 10 años aumente considerablemente el número de vehículos eléctricos principalmente los vehículos livianos (sedán, deportivo, minivan). La mayor parte de los usuarios de vehículos livianos tendrán estaciones de carga Modo 2 instalado en su hogar, se propone en el estudio el 30% de los usuarios con vehículos eléctricos. En cuanto a la gestión de recargar del vehículo, se ha considerado que todos los usuarios con estaciones de carga Modo 2 usen el pliego tarifario especial debido a que el tiempo de carga es muy prolongado.

Estaciones de carga Modo 3 Semi-rápida entre 10 y 22kW, Nivel 2-AC: A largo plazo se prevé un crecimiento de ventas de camionetas marca Dongfeng para empresas que promuevan la sostenibilidad y eficiencia en el transporte como se observa en el anexo B. Para el presente escenario los vehículos livianos de tipo camioneta de una o dos cabinas, furgoneta y camión ligero hacen uso de las estaciones de carga Modo 3 Semi rápida de 22kW.

Para el presente estudio, la penetración de estación de carga Modo 3 Semi-rápida a 10 años sería del 15% del total de vehículos eléctricos registrados.

5.4.1.2 Estaciones de carga rápida para uso público (Electrolineras):

El número de estaciones de carga rápida y la ubicación es calculado según la metodología descrito en el capítulo 4, se prevé que los puntos de recargas rápida son vista como elementos de emergencia para los usuarios con vehículos eléctricos que permite su recorrido hasta su destino. La demanda de estaciones de carga rápida Modo 4 DC de mayor o igual a 60kW, se prevé tiempo promedio de carga de 45min para los vehículos livianos (sedán, deportivo, minivan, camioneta de una o dos cabinas y camión ligero), mientras que para buses eléctricos o vehículos pesados se prevé un tiempo promedio de carga de 3horas. El presente estudio a largo plazo se enfocará para uso de vehículos livianos.

La tasa de crecimiento para vehículos pesados es baja. Aunque otro escenario seria la flota de buses eléctricos que podría ser unos de los enfoques de estudio a largo plazo. En Cuenca, las entidades públicas y privadas promueven ya la construcción de electrolinera para uso exclusivo de flota vehicular eléctrico como es el caso de EMOV EP, CENTROSUR, Universidad de Cuenca, Grupo Ortiz, entre otras.

5.4.1.3 Generación distribuida

Se ha previsto la instalación de paneles solares en las cubiertas de la casa, edificios o en terrenos, la penetración de fotovoltaica depende de las restricciones de integración del algoritmo y el modelo matemático de optimización del capítulo 4.

En Ecuador la generación distribuida se encuentra regulado descrito en los documentos ARCERNR 001/2021 '*Marco normativa de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*' (ARCERNR, 001/2021) y ARCERNR 002/2021 '*Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación*' (ARCERNR, 002/2021) donde, los usuarios finales o empresas habilitadas pueden incluir generación a partir de energía renovables no convencionales conectadas en la red de bajo voltaje (para

usuarios finales) y en medio voltaje (para empresas reguladas). Esto ayuda para su autoabastecimiento como también vender a la red energía excedente, la potencia nominal permitida para instalar en el nodo del sistema para usuarios finales es de 1 MW y para empresas habilitadas es entre 100kW y 10MW, con o sin almacenamiento de energía.

El presente estudio hace enfoque a la GD de sistema fotovoltaica para empresa habilitada que pueda incluir generación.

5.4.2 Cuantificación técnica de los recursos energéticos distribuidos para el caso de estudio.

Según el registro de solicitar nuevo servicio en la zona por parte de la Empresa Distribuidora se tiene crecimiento anual aproximado de 1.52%. En la actualidad, el alimentador 0424 dispone con 5737 clientes (valor total de clientes residencial, comercial e industrial), el crecimiento de clientes a 10 años (2023 a 2033) se espera un total de 6671 clientes. A partir de esta consideración, el número de cocina de inducción para el año 2033 es de 1334.

Se considera las marcas de vehículos eléctricos más vendidas en el Ecuador como Dongfeng, Audi, BYD, Zhidou, Skiwell, Nissan y Kia. Revisando los tipos de vehículos de cada marca en el Ecuador (Anexo B), se obtiene una aproximación de capacidad de las baterías:

- Auto 1 de capacidad promedio de 40.60kWh
- Auto 2 de capacidad promedio de 53,60kWh
- Auto 3 de capacidad promedio de 31,40kWh
- Camioneta doble cabina con capacidad promedio de 68kWh
- Jep de capacidad promedio de 71,98kWh
- Bus de 8 metros de capacidad promedio de 200kWh

Para vehículos eléctricos registrados hasta julio 2022 se tiene 93 en la Provincia del Azuay (ver anexo B), el crecimiento del vehículo eléctrico en la ciudad de Cuenca no es muy notable por la falta de datos, sin embargo, recopilando información, se espera que EMOV EP cuente para finales de 2023, 30 camionetas doble cabina de marca Dongfeng (encuesta propia), también se suman otras empresas para el crecimiento de vehículo eléctrico como CENTROSUR, Universidad de Cuenca, Grupo Ortiz, entre otras. Para el presente estudio se considera una aproximación de 400VEs para el año 2033.

Con 400VEs, la cantidad de usuarios en la zona con estaciones de carga Modo 2 lenta es de 120, mientras que para cargadores de carga Modo 3 Semi-rápida es de 60. Para la gestión de la carga se espera que los cargadores residenciales de carga Modo 2 lenta, usen tensión

de servicio 220V (Transformador trifásico) y 240 (Transformador Monofásico) con configuración red de 2F3H o 2F4H, a su vez, usen tarifa especial conectado en la zona valle de la demanda eléctrica, ya que el tiempo de carga de un vehículo liviano es de 6 a 12 horas dependiendo la capacidad de almacenamiento de la batería.

Para cargadores Modo 3 Semi-rápida se necesita nueva infraestructura en los usuarios residencial o comercial, tales como, el uso de circuito trifásico en la vivienda con configuración de red 3F3H o 3F4H con nivel de tensión 220V o el uso de un transformador con nivel de tensión superior a 220V trifásico en el lado secundario (440V o 480V). El tipo de cargador se espera que se encuentre instalado en zonas residenciales, comerciales o industriales.

Si la empresa distribuidora no gestiona para cargadores Modo 3 Semi-rápida en clientes residenciales con circuito trifásico, entonces muy poco de este tipo de tecnología estará en zona residencial, si no, en sector comercial o industrial. Realizando algunas pruebas, el tiempo de carga promedio de un vehículo liviano usando cargador modo 3 es de 4 a 6 horas dependiendo la capacidad de almacenamiento de la batería. Todas las cantidades del escenario se muestra en la tabla 5.5.

Tabla 5.5. Resumen del escenario para la planificación a largo plazo

Escenarios de planificación a largo plazo Alimentador 0424			
	Tipo	Cantidad	Probabilidad de ocurrencia
Usuarios con vehículos eléctricos en la zona	Auto 1 de capacidad promedio 40.60kWh	100	0.25
	Auto 2 de capacidad promedio 53.60kWh	57	0.142
	Auto 3 de capacidad promedio 31.40kW	100	0.250
	Camioneta de capacidad promedio 68kWh	73	0.183
	Jep de capacidad promedio 71,98kWh	30	0.075
	Furgoneta o camión comercial de capacidad promedio 90kWh	40	0.1
Total		400	1
DER		Cantidad	Observación
Usuario Final	Estaciones de carga Modo 2, tipo Lenta.	120	Tiempo de carga promedio 7 horas para estación de carga 7.4kW 220V (2F-3H) en tipo de vehículo 1,2,3 y camioneta ubicada en clientes finales.
	Estaciones de carga Modo 3, tipo Semi-Rápida.	90	Tiempo de carga promedio 4 horas para estación de carga 22kW 220V (3F-4H) en tipo de vehículo 1,2,3 y camioneta ubicada en clientes finales
	Cocina de Inducción	1334	

	Considerar tasa de incremento de demanda anual (carga genérica)	2% Anual	
	Estaciones de carga rápida (FCS) para uso público	y_i	<p>Promedio de hora de llegada en la estación $u_p = 2pm$ (Proceso de Poisson)</p> <p>Promedio de Llegada de vehículo con estado de batería igual al 0.25%.</p> <p>Promedio de números de veces que carga el tipo de vehículo eléctrico en un día, igual a 1 (Procesos de Poisson).</p> <p>Tiempo promedio de carga 47min en unas estaciones de carga de 2x60kW (120kW) Modo 4 DC.</p> <p>Mayor probabilidad de ocurrencia VE de uso comercial.</p>
	Generación Distribuida basado en sistema fotovoltaico	x_i	Regulaciones No. ARCERNR 002/2021

5.4.3 Caso base, red actual.

A partir del registro de demanda en la cabecera del alimentador en un periodo de un año se ordena de forma descendente los datos para obtener la curva monótona (azul), mientras que, la recta de color rojo ilustra el valor de potencia media al año (Ver figura 5.10), también, se integra los puntos de fronteras entre los periodos punta, llano alto, llano bajo y valle.

- **Periodo punta**, representa la demanda entre 0% hasta el 10% de las horas al año.
- **Periodo llano alto**, representa la demanda entre el 10% hasta el 30% de las horas al año.
- **Periodo llano bajo**, visualiza la demanda desde el 30% hasta la intersección de la curva monótona y la recta promedio.
- **Valle**, es el periodo desde la intersección hasta el 100% de las horas al año.

Representar en periodo facilita una mejor gestión de planificación para la elaboración de integración de la generación distribuido o estaciones de carga de los vehículos eléctricos, esto con el fin de atenuar la curva de demanda con uso de los recursos energéticos distribuidos.

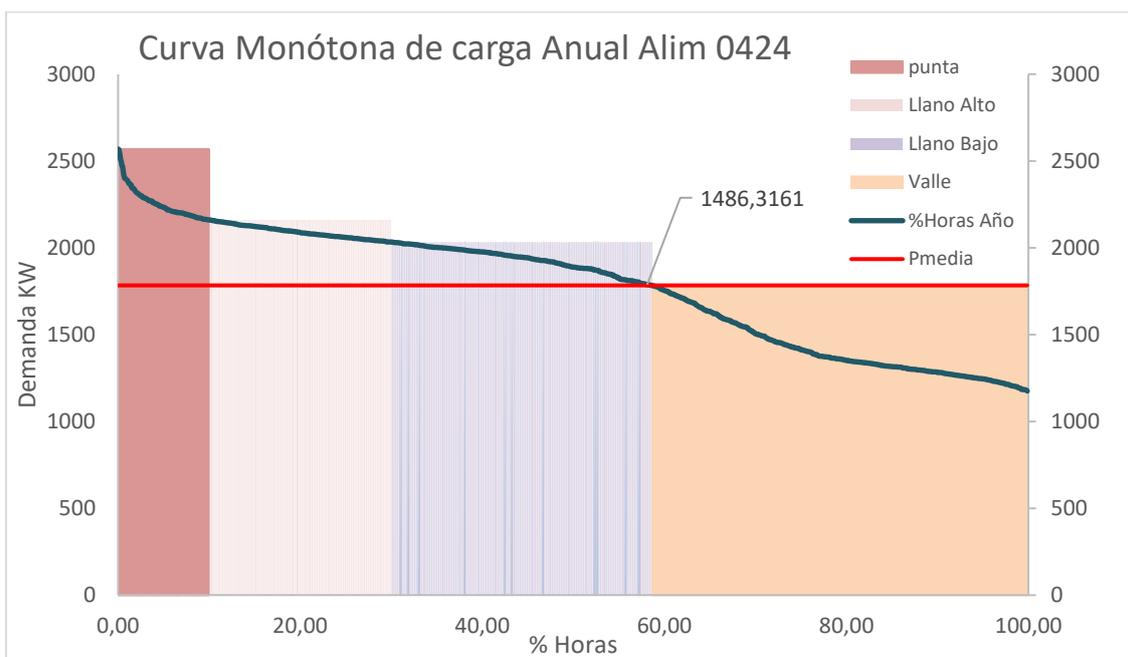


Figura 5.10 Curva monótona de carga anual en cabecera del Alimentador 0424 caso base

El registro de la potencia activa horaria se observa en la figura 5.11, la potencia activa muestra periodo pico en la hora 19:00 con un valor de 2267 kW. En la hora 04:45 representa la demanda mínima con un valor de 1260kW, y entre 08:00-18:00 representa la demanda promedio que son horas en periodos de llano bajo y llano alto.

Luego se programa los perfiles de demandan en el software CYME, con el fin de obtener los impactos desde el caso base hasta haber conectado electrolineras y generación distribuida. Los resultados de flujo de potencia en hora pico del caso base se muestra en la figura 5.12, mientras que los perfiles de tensión, kVAr y kW se muestra en la figura 5.13, 5.14 y 5.15.

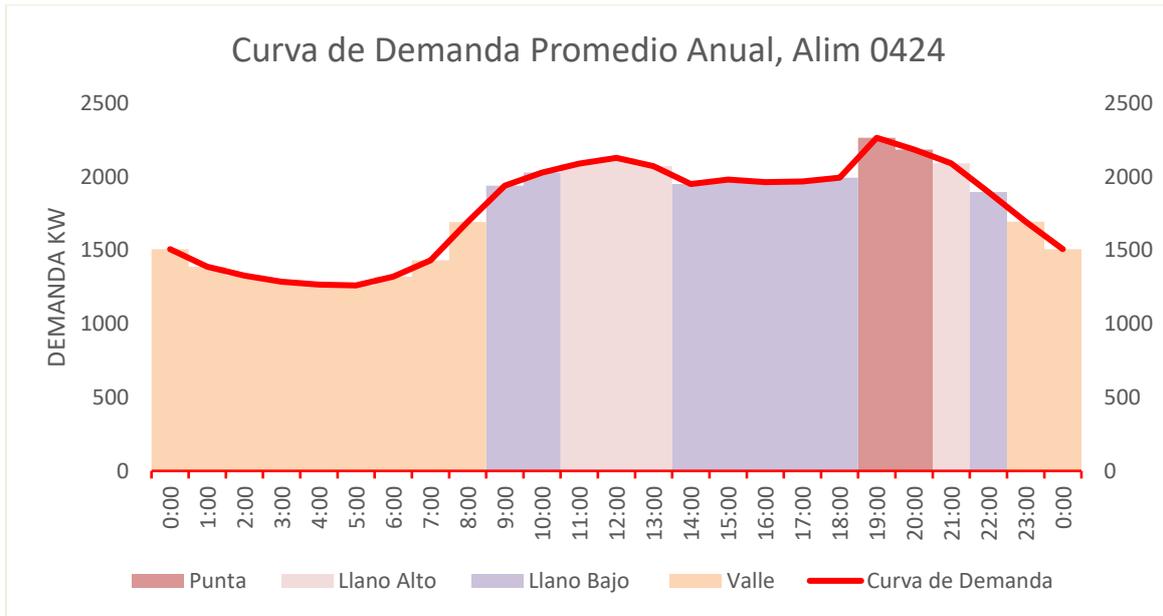


Figura 5.11 Curva de demanda de promedio anual, cabecera del alimentador 0424.

Fuente - 0500040V04-S1

Energía [kWh]:	1239630	Distancia [Km]:	0	Sum. Gen [kW]:	0	N. Subte.	0	Q/P:	
FC[%]:	67.4	Perdidas [kW]:	48.3	Sum. Gen[kVAR]:	0	N.Sobrec.	3		11.234
Carga Inst.	10881	Abonados:	5734						Si es > 29%
Trafo [kVA]:									Analisis Capacit

	VLN:	kVLL:	I[A]:	kVA	kW	kVAr	DV [%]:	FP[%]	Capaci. [A]:	Perdidas[kW]
A=	12.9	22.3	57.2	735.6	731.2	80.4	0	99.4		15.67
B=	12.9	22.3	59.3	763	758.4	84.5	0	99.38		16.17
C=	12.9	22.3	60.4	776.9	771.7	89.2	0	99.34		16.47
N=			2.7							
			Total:	2276	2261	254		99.37		48.3

Figura 5.12. Resultados cabecera en demanda pico del Alim 0424, caso base

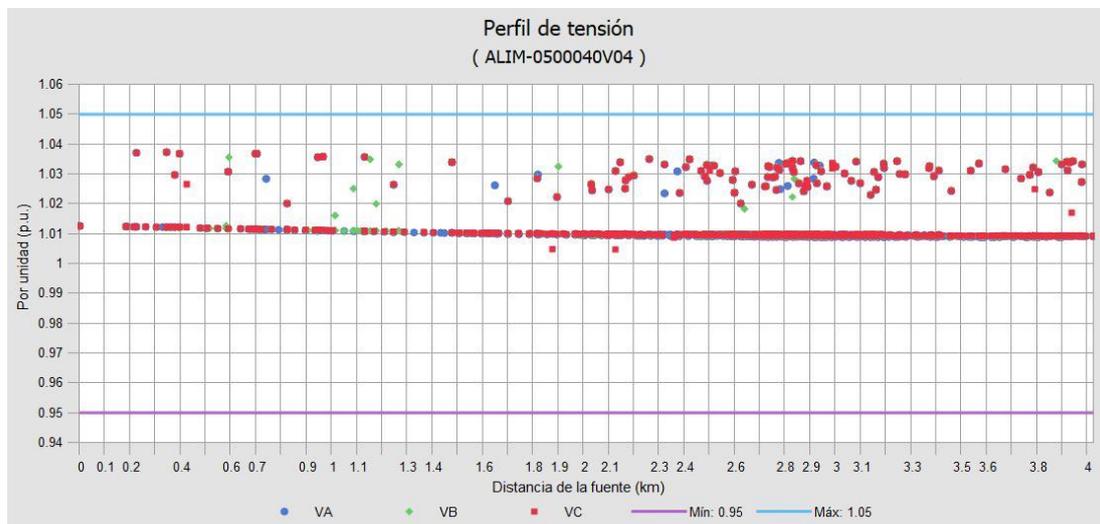


Figura 5.13. Resultado de perfil de tensión en demanda máxima, caso base

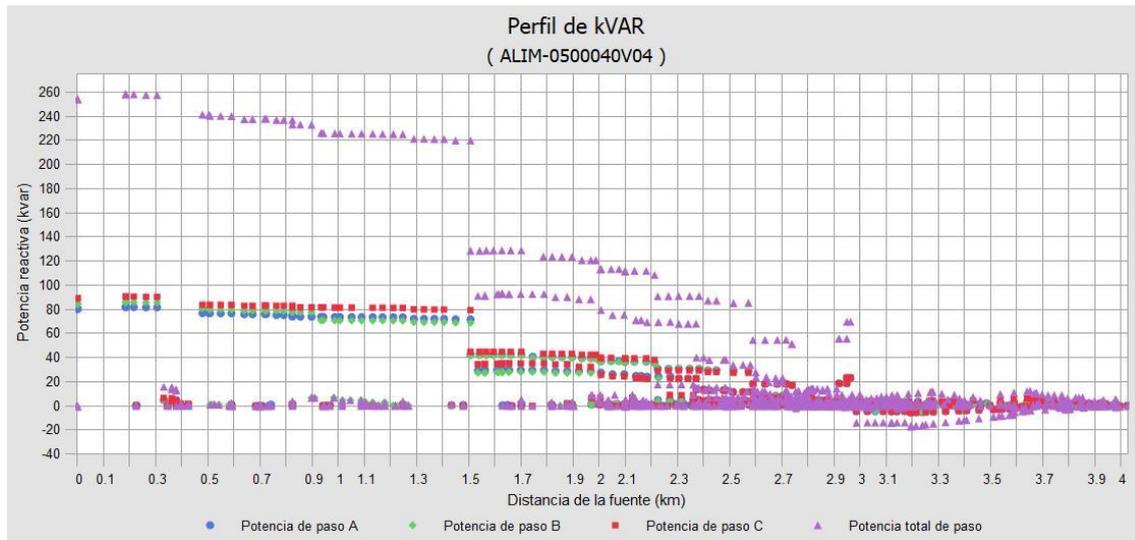


Figura 5.14 Resultado de perfil de kVAr vs distancia del alimentador en demanda máxima, caso base

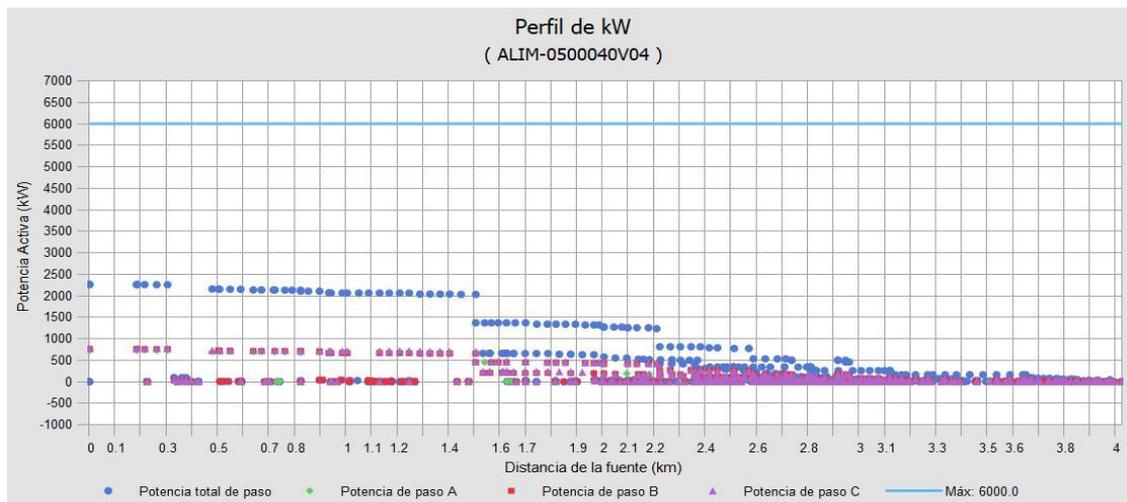


Figura 5.15 Resultado de Perfil kW vs Distancia del alimentador en demanda máxima

5.4.4 Resultado de cantidad y ubicación de estaciones de carga rápida

La cantidad y ubicación óptima de las estaciones de carga rápida para Electrolineras ayuda integrar y operar de forma eficiente el crecimiento de vehículos eléctricos en la zona, este servicio considera como estado de emergencia para el conductor ante una batería descargada, esto con el fin de seguir el vehículo eléctrico su ruta. Los equipos de carga modo 4 DC en una electrolinera son gestionada por agregadores energéticos o por la empresa distribuida para la operación y mantenimiento.

5.4.4.1 Cantidad de estaciones de carga rápida

Los resultados convergen con mayor de 200 simulaciones de Montecarlo, donde, se obtiene los estados estocásticos de carga creados por los vehículos eléctricos, la probabilidad de consumo de los 400 vehículos eléctricos se muestra en la figura 5.16, la función de probabilidad describe el comportamiento de frecuencia según el evento de carga, el centro de masa está alrededor de 1500kW. En la figura 5.17 muestra la idealización de la curva de potencia horaria, donde el valor estocástico puede estar entre el valor mínimo y máximo. Para encontrar el valor óptimo de estaciones de carga rápida se selecciona el valor promedio de la curva de la demanda (aproximaciones por promedios muestrales), la demanda máxima se encuentra en horas de la tarde con un valor de 1598kW.

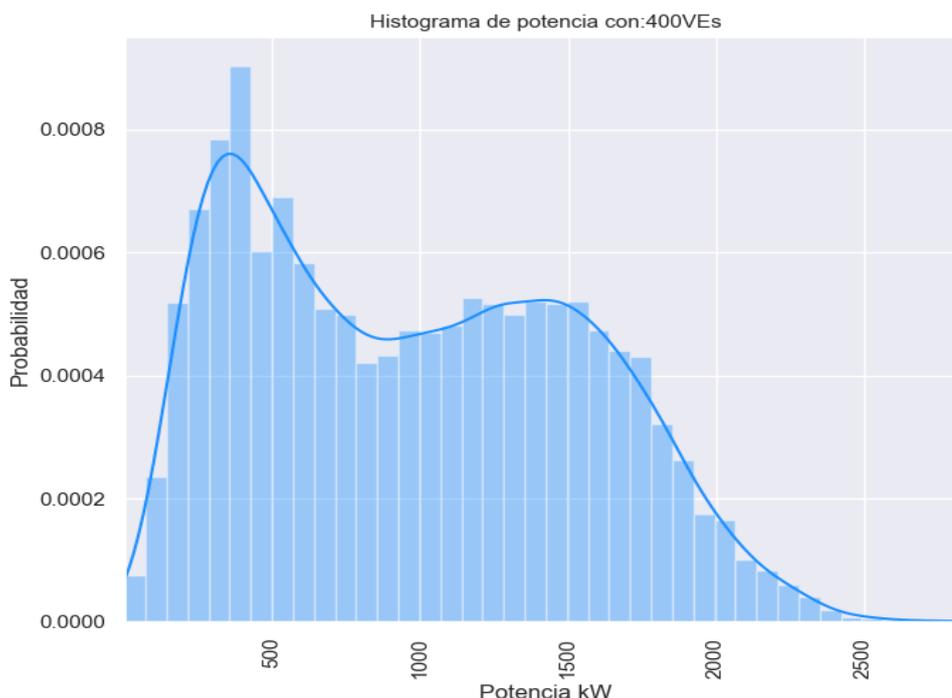


Figura 5.16. Probabilidad de consumo generado por los 400 VEs en la zona del alimentador

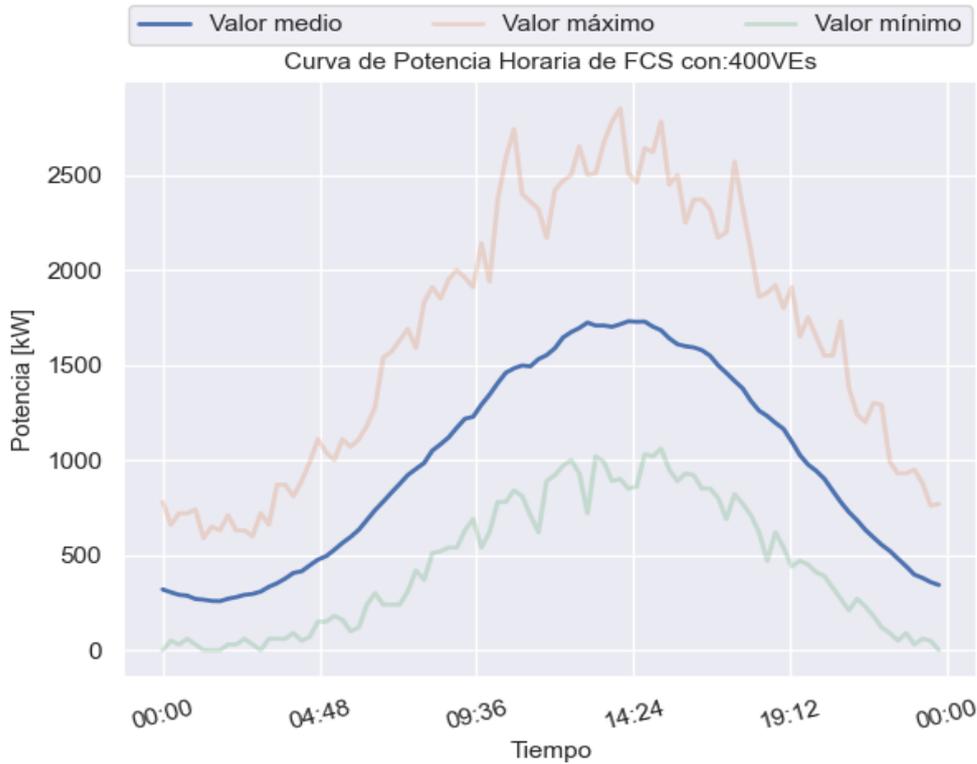


Figura 5.17 Idealización de la curva de la demanda con 400 VEs

De los estados de carga de los vehículos eléctricos se obtiene la tasa promedio de VEs por hora $\lambda = 53$ y tiempo de carga promedio por hora $x_t = 38\text{min}$, los resultados de número óptimo de cargadores rápido se muestra en la figura 5.18, con $y_i = 17.5 \cong 18$ estaciones de carga rápida, la potencia total instalada de los cargadores está aproximadamente a 2500kW, a todo esto, se obtiene 18 estaciones de carga rápida 2x60kW (120kW) DC.

La Electrolinera es el conjunto de cargadores rápido Modo 4 DC, construidas en espacios públicas, un diseño de electrolinera para uso público se muestra en el anexo E con el costo aproximado de instalación y mantenimiento para cada estación de carga rápida 2x60kW (120kW).

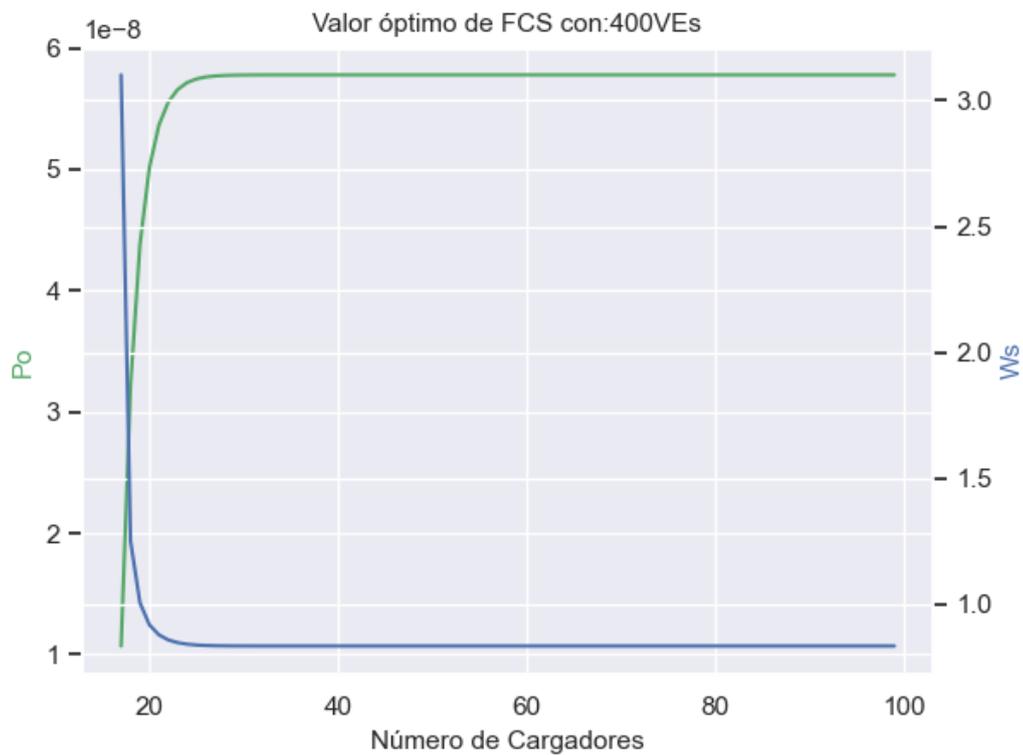


Figura 5.18. Número de FCS óptimo para 400VEs

5.4.4.2 Ubicación de estaciones de carga rápida en la zona del alimentador 0424

Para ubicar la electrolinera se prevé determinar los flujos vehiculares localizado en el recorrido del alimentador 0424. Para el proyecto se ha implementado puntos de medición para contabilizar el número de vehículos en una hora, como resultado del aporte se tiene tres categorías; flujo vehicular máxima (mayores a 400vehículos por hora), flujo vehicular medio (entre 200 y 400 vehículos por hora) y por último flujo vehicular bajo (menor a 200 vehículos por hora), realizado en horas de la tarde desde las 2pm hasta 6pm. Los resultados del flujo vehicular aproximados en la ruta del alimentador se muestran en la figura 5.19.

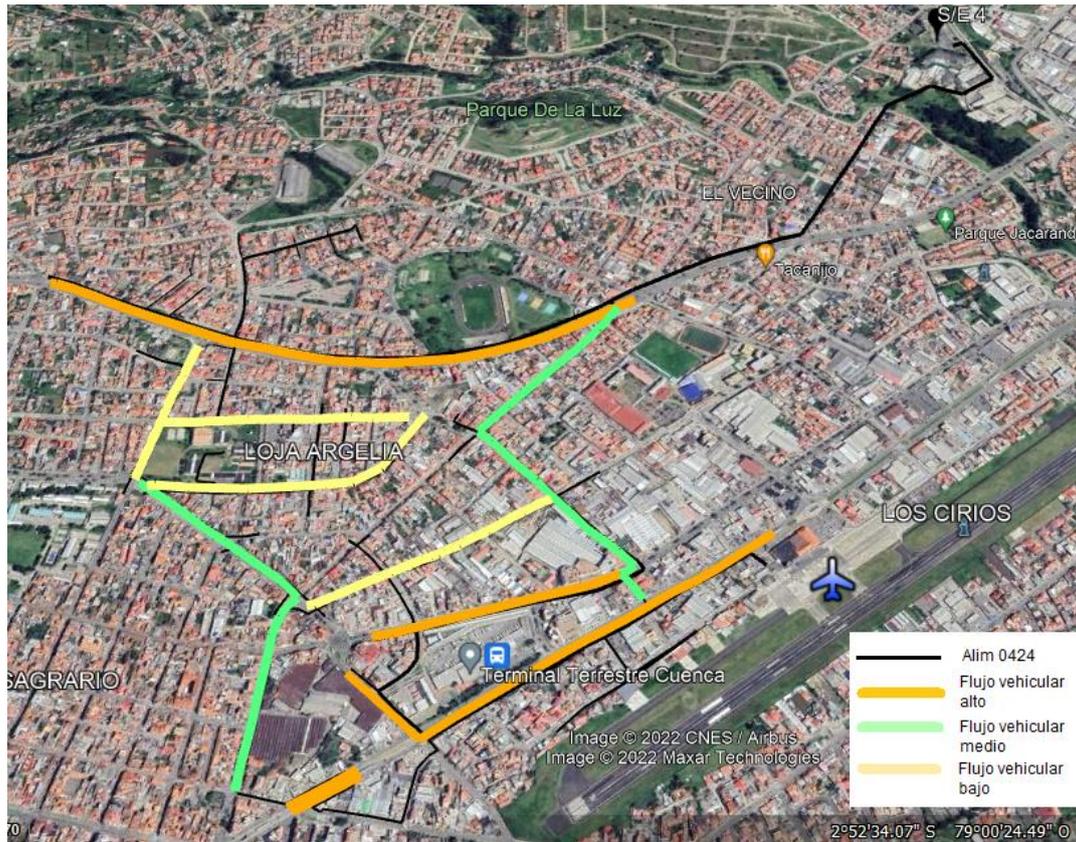


Figura 5.19 Flujo vehicular sobre el alimentador 0424

Luego se realiza la lista de los nodos candidatos para la ubicación de las estaciones de carga rápida sobre las vías con máximo flujo vehicular. La ubicación en el nodo debe incluir cerca de una empresa, centro comercial, mercado, industria con suficiente terreno para la construcción de una electrolinera. En las vías con mayor flujo vehicular alto se encuentra localizados puntos estratégicos como el terminal terrestre, aeropuerto, el parque Miraflores y en el parqueadero del almacén Juan Eljuri. La ubicación con mayor perfil de probabilidad de construir una electrolinera es en el Terminal terrestre y en el Aeropuerto con las siguientes cantidades:

$$y_{MTS_L_124729} = 10, \quad y_{MTS_S_3686} = 8$$

En la Ecuación 5.1 determina el costo promedio aproximado del primer año en operación de las electrolineras con uso de cargadores rápido modo 4 DC de 2x60kW(120kW). El costo total de inversión es \$666 000 y mantenimiento \$19 980. En global aproximadamente el costo total es de \$685 980. En la figura 5.20 y 5.21 muestra el terreno para la construcción de las electrolineras en el terminal terrestre y en el aeropuerto.

$$Y_{min_t} \sim E[C_{total_{FCS}}] = 18 (37 + 1.11) = 685.98 \quad [x1000 USD] \tag{5.1}$$

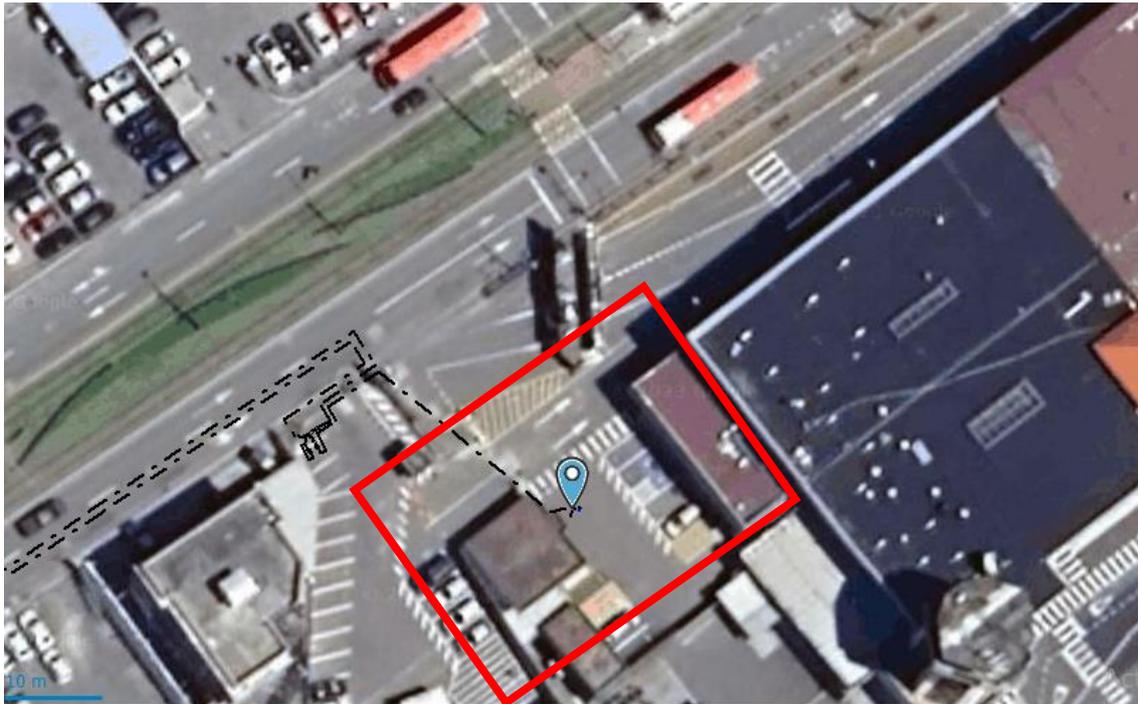


Figura 5.20 Electrolinera, 8 unidades de 120kW en el Aeropuerto



Figura 5.21 Electrolinera, 10 unidades de 120kW en el Terminal Terrestre

5.4.4.3 Impacto en el alimentador 0424

La integración de las estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos y cocina de inducción representa un cambio estructural a largo plazo, siendo evidente el crecimiento de

la demanda eléctrica. Usando la metodología con los escenarios vista en la tabla 5.3 sin considerar la generación distribuida se obtiene la proyección de la demanda horaria en la cabecera del alimentador 0424 a largo plazo con 400 clientes con vehículos eléctricos y 1334 usuario con cocina de inducción (Ver figura 5.22).

El crecimiento de la demanda es considerable debido al aumento masivo de los recursos energéticos distribuidos, el periodo punta se cambió en horas de la tarde de 12 a 13pm, esto es debido al comportamiento de utilización de las estaciones de carga rápida en horas de la tarde más el uso de la cocina de inducción.

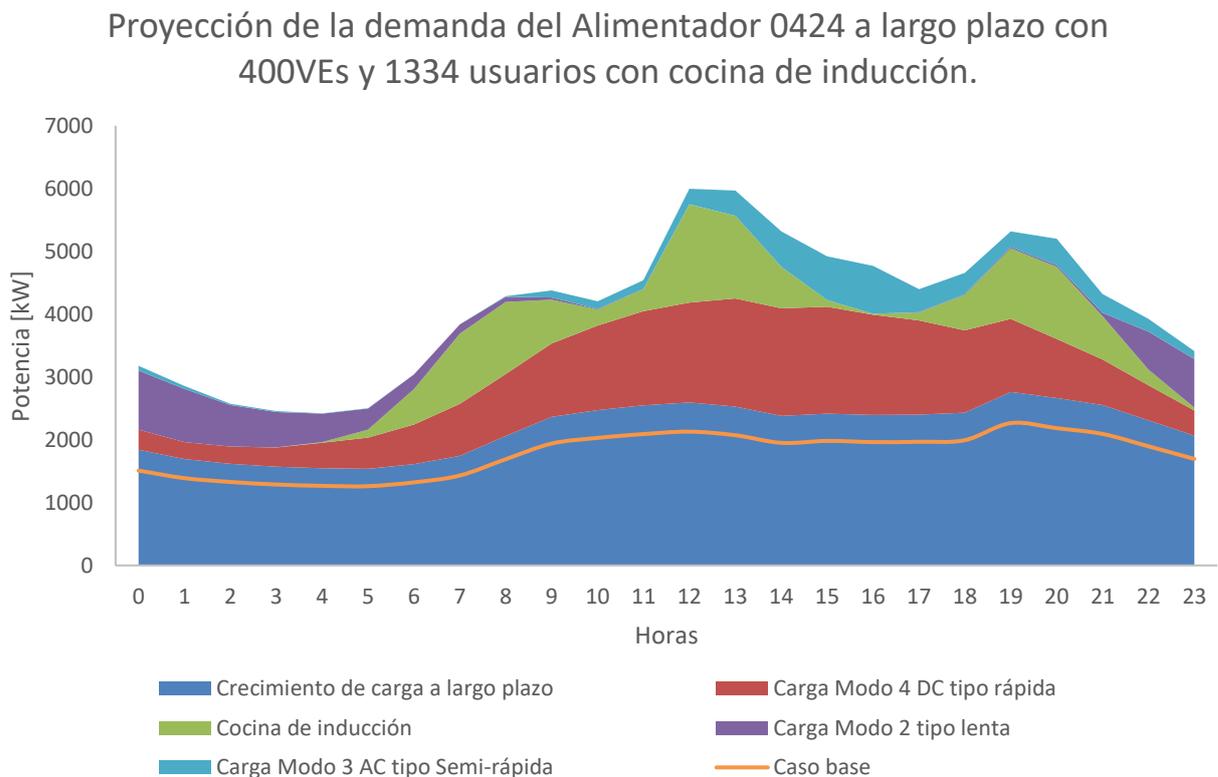


Figura 5.22 Proyección de la demanda horaria a largo plazo usando Cargadores de vehículos eléctricos y cocina de inducción en el alimentador 0424

A largo plazo, este crecimiento influye en la capacidad del alimentador principal. La capacidad máxima restringida en los alimentadores de la subestación 04 es de 6MVA, los resultados del escenario muestran que se encuentra en limite, la cual conlleva zonas con perfiles de subtensión o sobretensión ocasionada por el uso de las estaciones de carga rápida y cocina de inducción.

Los resultados del flujo de potencia en demanda máxima vista desde la cabecera del alimentador se muestran en la tabla 5.6, donde se observa incremento en la demanda visto

aguas abajo con un total de 5260kW, la relación **Q/P** se encuentra en los límites, y se observa incremento en las pérdidas de la red.

Los perfiles de tensión se muestran en la figura 5.23, donde muestra como se ha dispersado el nivel de tensión en el nodo, encontrándose cerca de los límites. En la figura 5.24 muestran el perfil de kVAr y 5.25 el perfil de kW. A todo esto, al operar electrolinera para los 400VEs, muestra el aumento masivo de potencia y el impacto de calidad de energía con respecto a la sobrecarga y subtensión del sistema.

Tabla 5.6 Resultado de flujo de potencia visto desde la cabecera usando estaciones de carga y cocina de inducción en hora de la demanda máxima.

Fuente - 0500040V04-S1

Energía [KWh]:	1239630	Distancia [Km]:	0	Sum. Gen [kW]:	0	N. Subte.	0	Q/P:		
FC[%]:	67.4	Perdidas [kW]:	155.22	Sum. Gen[kVAr]:	0	N.Sobrec.	19	26.022		
Carga Inst.	12081	Abonados:	5735					Si es > 29% Analisis Capacit		
Trafo [kVA]:										
	VLN:	kVLL:	I[A]:	kVA	kW	kVAr	DV [%]:	FP[%]	Capaci. [A]:	Perdidas[kW]
A=	12.9	22.3	164.9	2120.6	2052.3	534.1	0	96.78		53.08
B=	12.9	22.3	168	2161.5	2092.4	541.9	0	96.81		49.14
C=	12.9	22.3	170	2186.1	2115.1	552.5	0	96.75		52.99
N=			4.2	-----	-----	-----		-----		-----
			Total:	5468	5260	1629		96.78		155.22

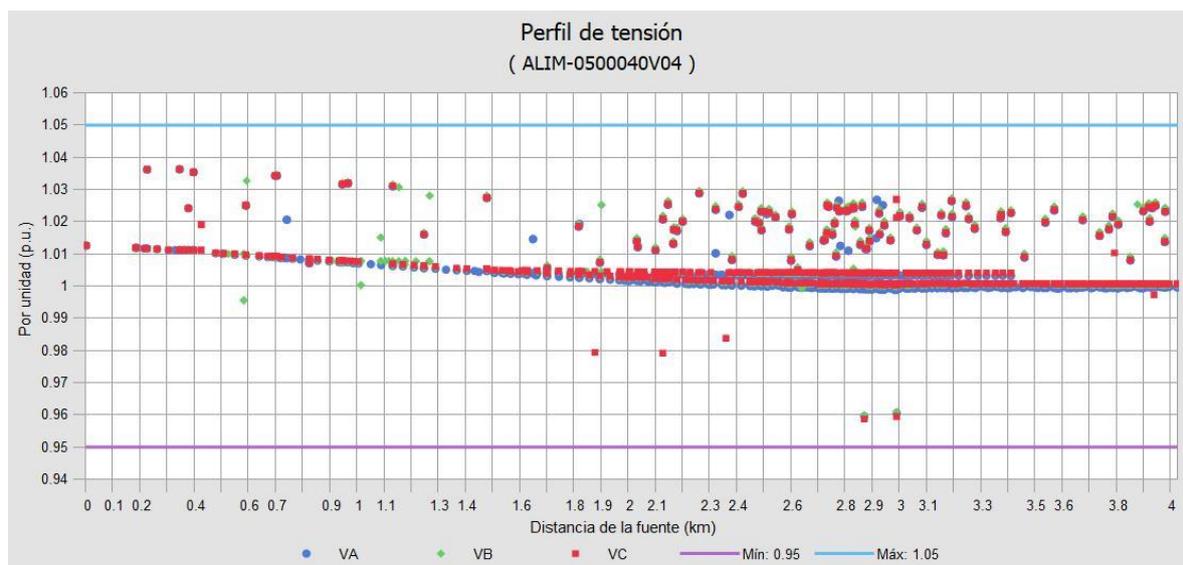


Figura 5.23 Resultado de perfil de tensión en demanda máxima, Escenario II

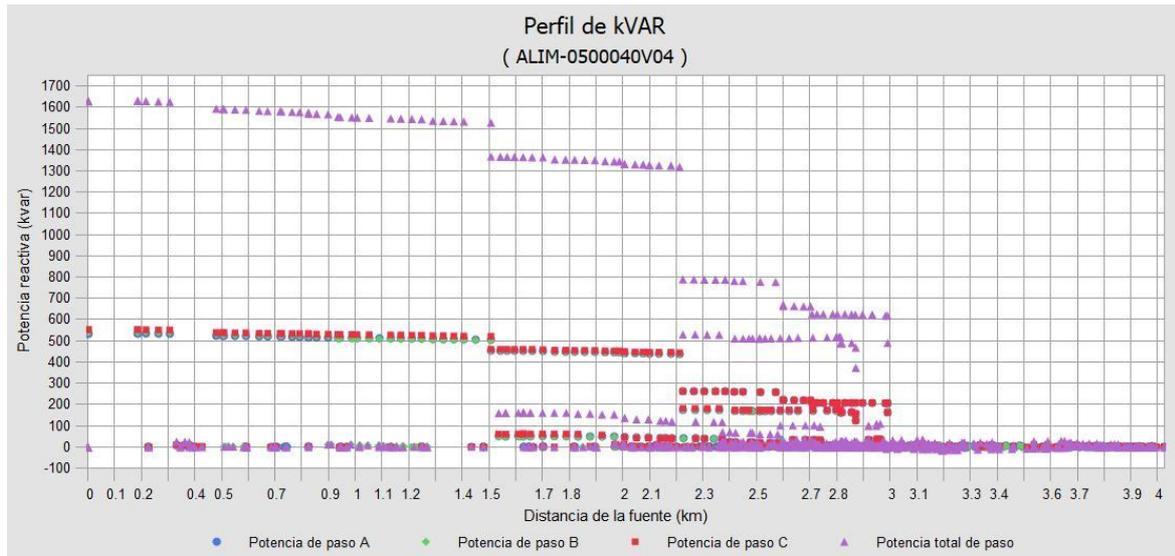


Figura 5.24 Resultado de perfil de kVAR vs distancia del alimentador en demanda máxima, Escenario II

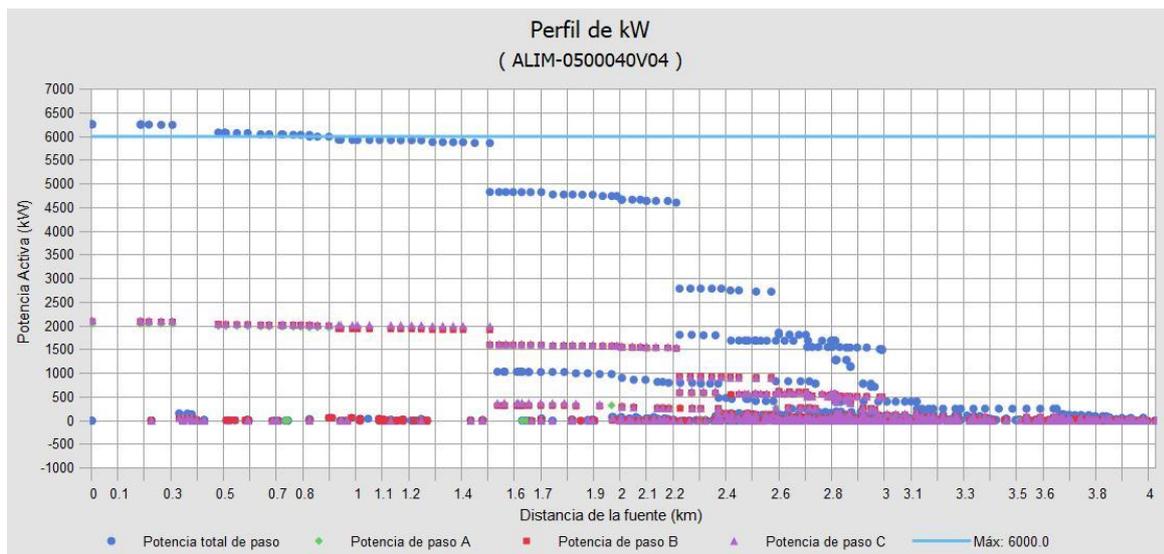


Figura 5.25 Resultado de perfil de kW vs distancia del alimentador en demanda máxima, Escenario II

5.4.5 Resultados de cantidad y ubicación de generación distribuida

Para este escenario se consideró todos los datos disponibles de las demandas de los recursos energéticos distribuidos que son los cargadores de vehículos eléctricos y cocina de inducción. Los datos son cargados en CYME, se carga los datos de demanda actual, crecimiento de demanda, perfil en demanda mínima y máxima, lugar y ubicación de las estaciones de carga rápida. Después se corre el script para obtener el valor óptimo de generación distribuida principalmente de sistema fotovoltaica con potencia nominal de

100kWp, máximo número de GD en el nodo igual a 2. Por lo tanto, se tiene los siguientes resultados.

En la figura 5.26 muestra los resultados de la capacidad de integración de generación basado en los flujos inversos en el alimentador 0424. Se observa que en la troncal del alimentador cerca de la subestación se puede instalar generación hasta 436.8kW (color verde), en color rosado significa que se puede permitir generación hasta 72.8kW, color amarillo hasta 291.2kW. Con este resultado se disminuye el espacio de búsqueda para el algoritmo PSO y se disminuye el tiempo computacional. Los datos del algoritmo PSO se muestra en el anexo I.

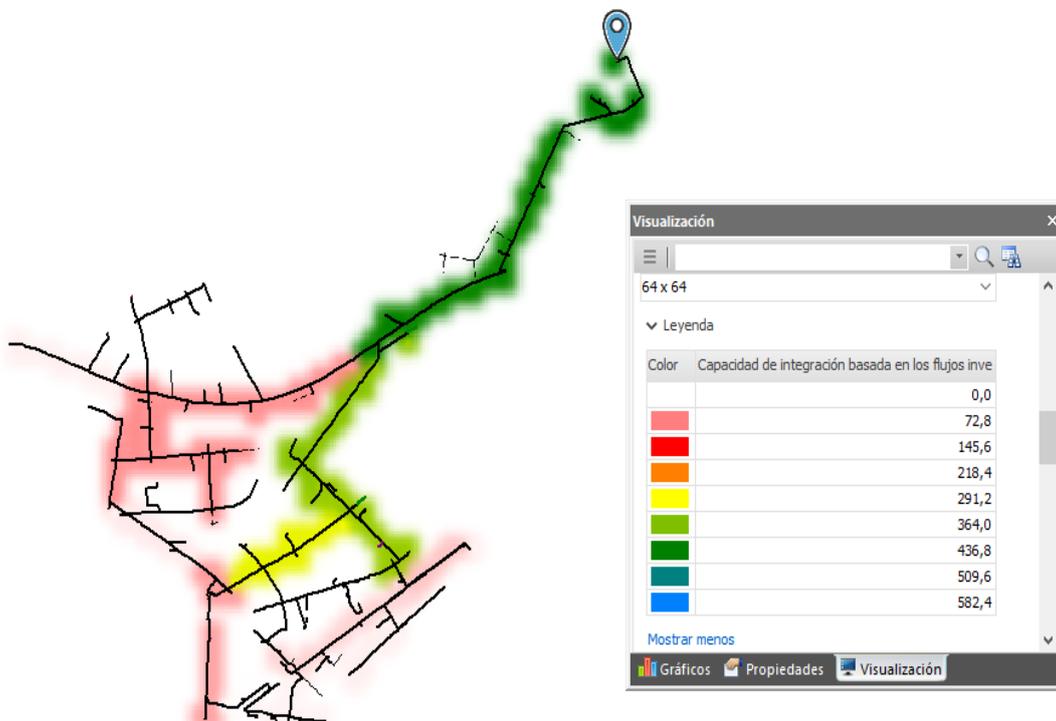


Figura 5.26 Reducción del espacio de búsqueda del escenario III usando método iterativo de la capacidad de integración de generación en CYME

Los datos de red para el algoritmo PSO se muestra en el anexo J, en total 130 nodos cumple con el criterio de instalar máximo dos unidades de generación, cada uno con capacidad nominal de 100kWp, también muestra los precios de instalación y mantenimiento en cada nodo. Como resultados del algoritmo se tiene las mejores ubicaciones en los siguientes nodos:

$$x_{MTA_S_26519} = 2, \quad x_{MTA_S_167093} = 2, \quad x_{MTA_S_171258} = 2, \quad x_{MTA_S_32250} = 1, \\ x_{MTA_S_32249} = 1, \quad x_{MTS_S_124622} = 2$$

Tabla 5.7 Resultado de flujo de potencia visto desde la cabecera usando estaciones de carga más cocina de inducción y generación distribuido en hora de la demanda máxima.

Fuente - 0500040V04-S1

Energía [KWh]:	1239630	Distancia [Km]:	0	Sum. Gen [kW]:	1000	N. Subte.	0	Q/P:	
FC[%]:	67.4	Perdidas [kW]:	94.73	Sum. Gen[kVA]:	1000	N.Sobrec.	2	36.227	
Carga Inst. Trafo [kVA]:	12081	Abonados:	5735					Si es > 29%	Analisis Capacit

	VLN:	kVLL:	I[A]:	kVA	kW	kVAr	DV [%]:	FP[%]	Capaci . [A]:	Perdidas[kW]
A=	12.9	22.3	106	1363.3	1281.4	465.5	0	93.99		31.42
B=	12.9	22.3	109	1402.2	1319.3	475	0	94.09		31.82
C=	12.9	22.3	110.7	1423.6	1338.1	486.1	0	93.99		31.49
N=			3.8	-----	-----	-----		-----		-----
			Total:	4189	3939	1427		94.02		94.73

En la tabla 5.7 muestra los resultados del flujo de potencia visto desde la cabecera considerando estaciones de carga rápida, estaciones de carga en usuarios finales y cocina de inducción, más generación distribuida fotovoltaica en el alimentador 0424 en periodo pico, a todo esto, las perdidas disminuyen con respecto al gran incremento generado por las estaciones de carga rápida del escenario II, el valor de perdida reduce 64kW con respecto al escenario II.

Se presenta bajo factor de potencia en las unidades de generación debido a la inyección de potencia activa con relación a la potencia reactiva, el desbalance de potencia reactiva vista desde la subestación hace que la relación Q/P sea mayor al límite considerado por CENTROSUR, al respecto a ese impacto se necesitara instalar banco de capacitores al sistema para mejorar el factor de potencia.

Los resultados de convergencia de PSO esta alrededor de \$ 965 mil con un éxito del 60% en 10 pruebas desarrolladas. El tiempo computacional con 75 iteración usando 80 individuos en cada prueba es de 11520 minutos igual a 192horas. (Ver figura 5.27)

Los resultados muestran en integrar un total 1MW al sistema de distribución para solventar los impactos de la red generado por las estaciones de carga rápida. Es evidente que en el resultado se observa disminución de las perdidas eléctricas, así mismo se observa disminuir el número de sobrecarga y subtensiones que el sistema tiene en el escenario II. A todo esto, el impacto es favorable considerar generación distribuida en un masivo crecimiento de estaciones de carga residencia para uso de carga lenta o semirrápida y al mismo tiempo estaciones de carga rápida DC para electrolineras de uso público.

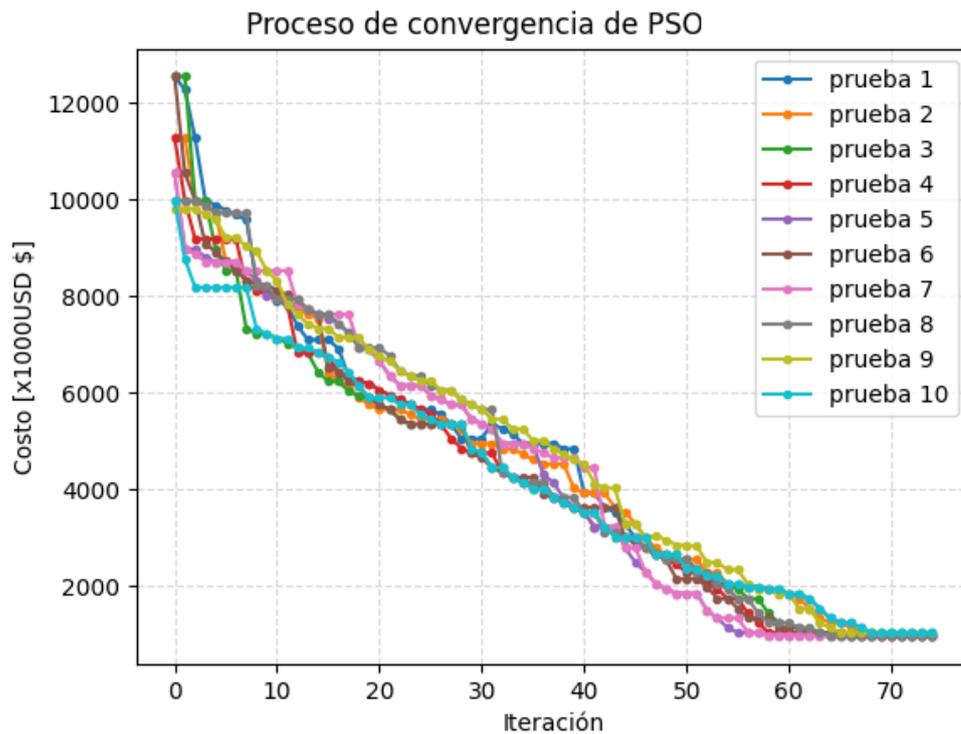


Figura 5.27 Resultado de convergencia Escenario III

En la figura 5.28, 5.29 y 5.30 muestra los resultados de la operación al integrar generación distribuida al escenario II, donde, se observa una disminución de potencia en hora pico de la tarde debido a que existe mayor radiación solar. Los perfiles de voltaje están dentro de los límites permisibles para una operación normal, cumpliendo calidad y seguridad.

El costo total de integración óptimo de 18 estaciones de carga rápida (c/u 120kW) más 10 planta fotovoltaica (c/u 100kWp) en el sistema de distribución es de un millón seiscientos treinta y un mil dólares americanos (ecuación 5.2).

$$F(x_i) + F(y_i) = 686 + 965 = 1\,651 \text{ [x \$1000]} \quad (5.2)$$

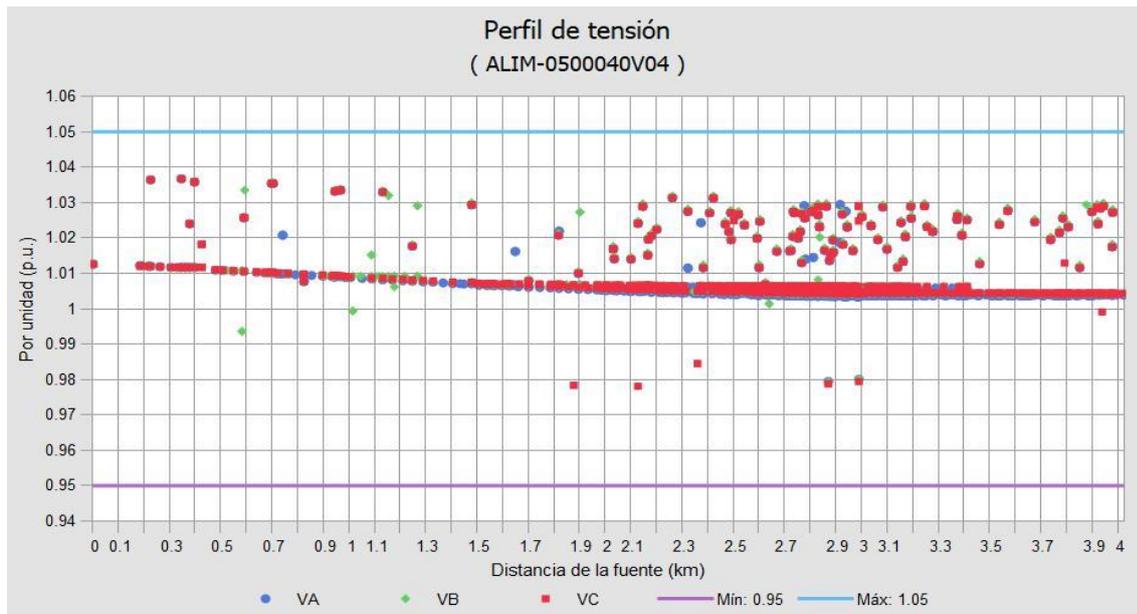


Figura 5.28 Resultado de perfil de tensión en demanda máxima, Escenario III

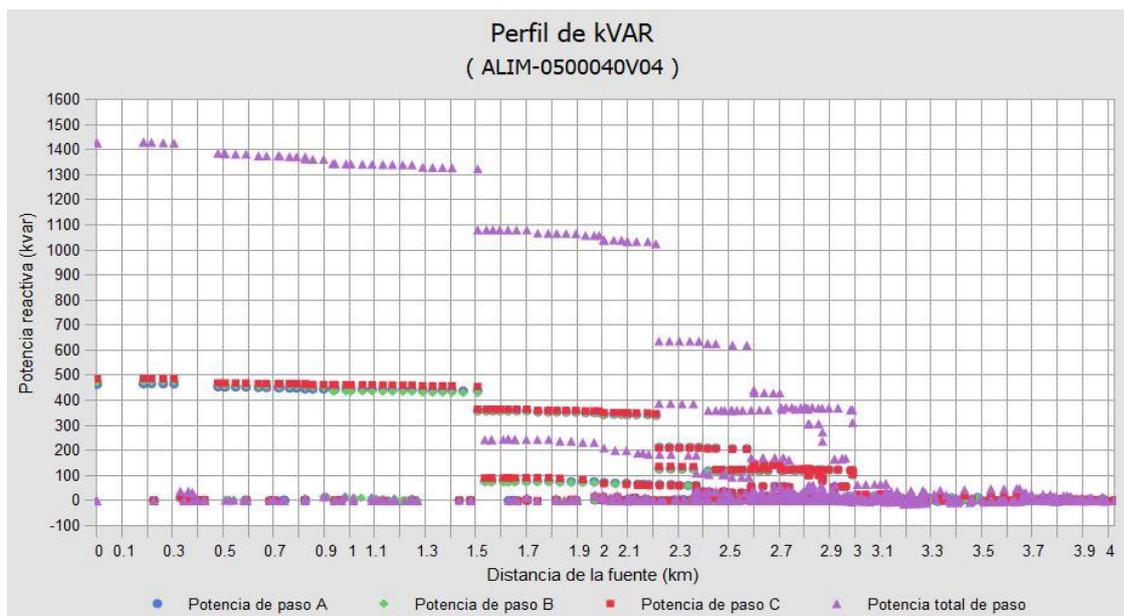


Figura 5.29 Resultado de perfil kVAR en demanda máxima, Escenario III

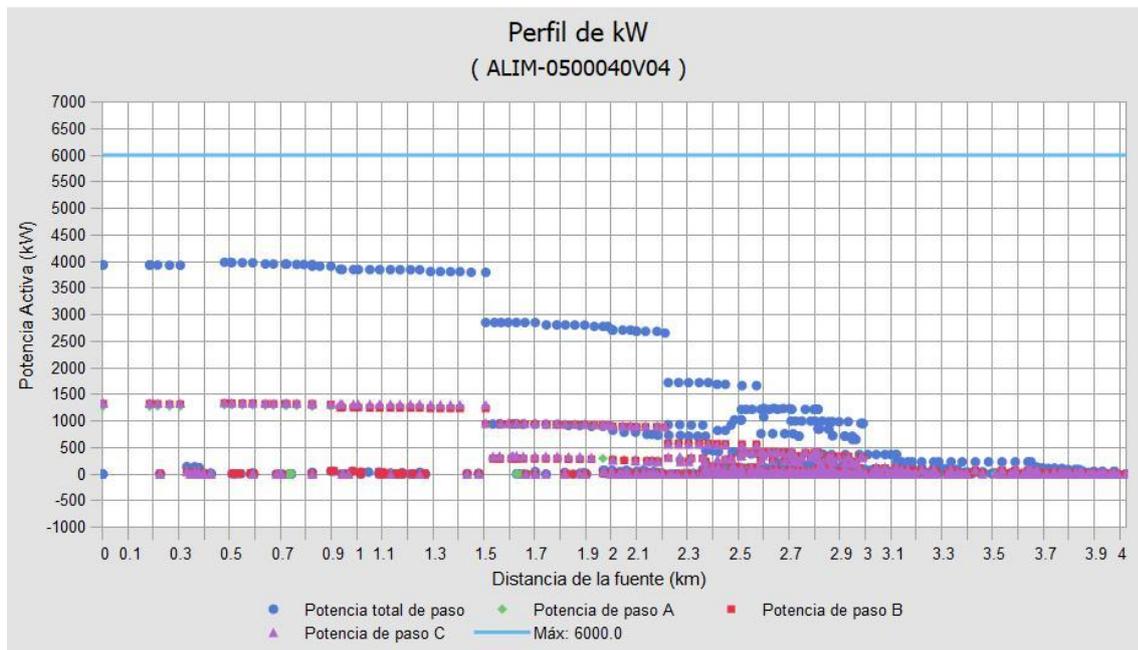


Figura 5.30 Resultado de perfil kW en demanda máxima, Escenario III

5.5 Comparación técnico y económico de los resultados

En la tabla 5.8 muestra los resultados técnicos del flujo de potencia en cada escenario visto desde el punto cabecera en demanda máxima, lo más notable es que el escenario I con respecto al escenario III la corriente y potencia se diferencia en pocas cantidades aun cuando está presente estaciones de carga lenta/semirrápida/rápida y cocina de inducción. Sin embargo, vista desde la subestación, la relación Q/P se encuentra en límites, lo cual requiere un análisis usando banco de capacitores al sistema.

Lo notable en el estudio es que, al operar generación distribuida a un sistema masivo de carga, el número de sobrecarga disminuye, es decir, los problemas de calidad pueden mejorar al integrar generación distribuida conectada a media tensión del alimentador.

Tabla 5.8 Comparación de resultados técnicos

Flujo de potencia desde la cabecera										
Escenario	Voltaje de línea (kV)	Voltaje de fase (kV)	Corriente (A)	Potencia aparente (kVA)	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)	Factor de potencia	Pérdidas (kW)	N° Subten.	N° Sobrecar.
Escenario I	22.3	12.9	57.2	2276	2261	254	99.37	48.3	0	3
Escenario II	22.3	12.9	165	5468	5260	1629	96.78	155.22	0	19
Escenario III	22.3	12.9	106	4189	3939	1427	94.02	94.73	0	2

En la tabla 5.9 visualiza la recopilación de los resultados de cada escenario conectados en los nodos sin y con recursos energéticos distribuidos, se compara el costo de operación, inversión y mantenimiento de equipamiento DER en la red de distribución, donde, los resultados muestran que el escenario II tiene el costo de pérdida anual más alto que los otros escenarios, por otro lado, los costos de inversión en el escenario III es más alto de 1 651 [x \$1000].

Es importante mencionar el escenario II Y III considera usuario con incremento de 1334 cocina de inducción, 120 estaciones de carga Modo 2- lenta y 90 estaciones de carga Modo 3- Semi rápida.

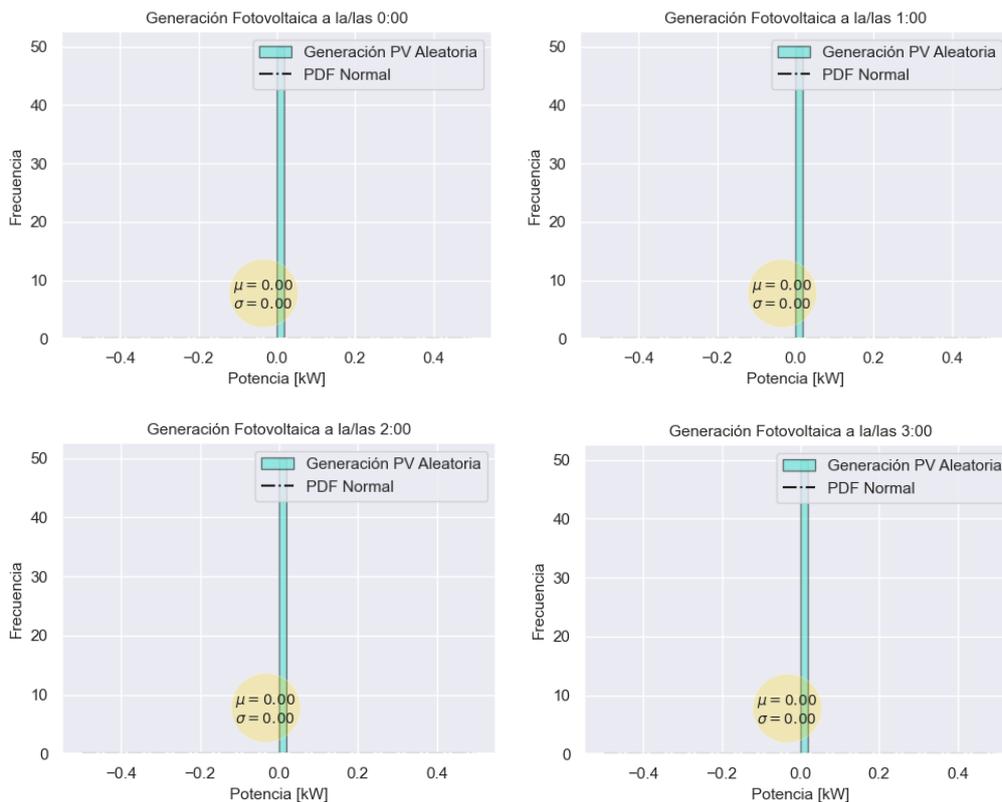
Tabla 5.9 Comparación de resultados económicos

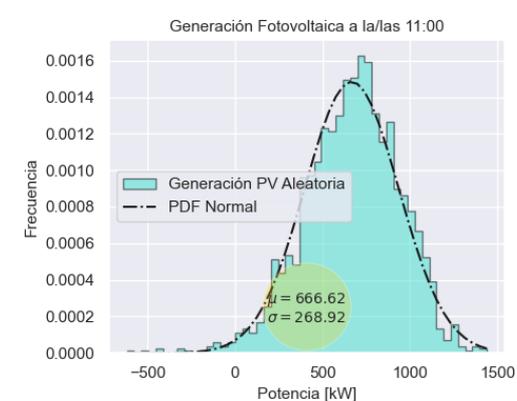
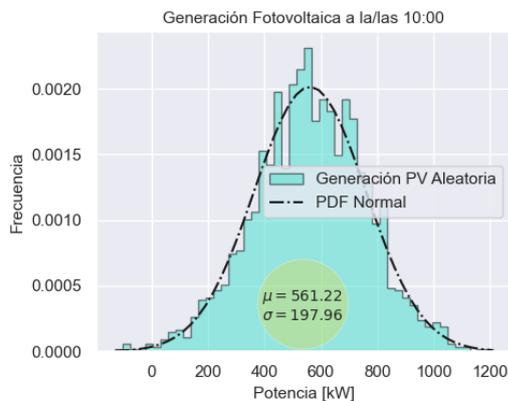
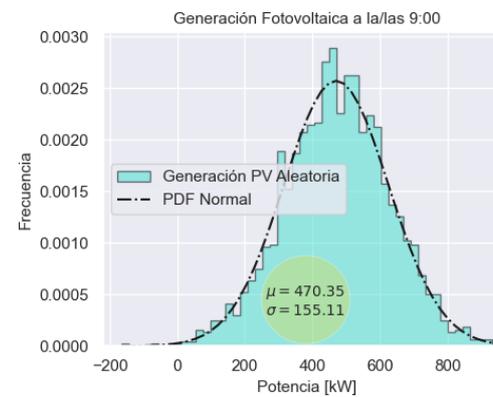
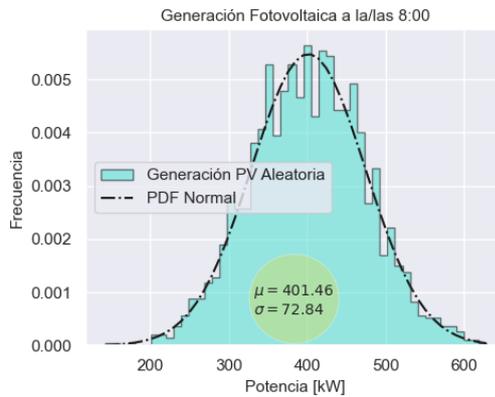
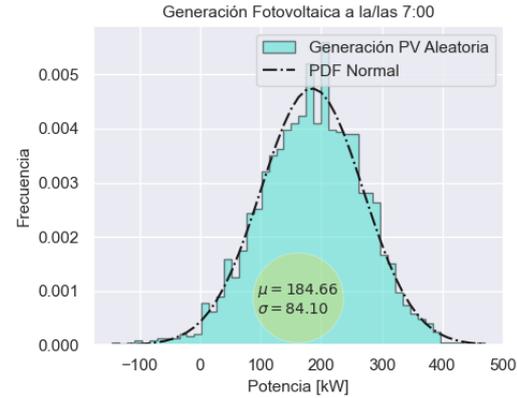
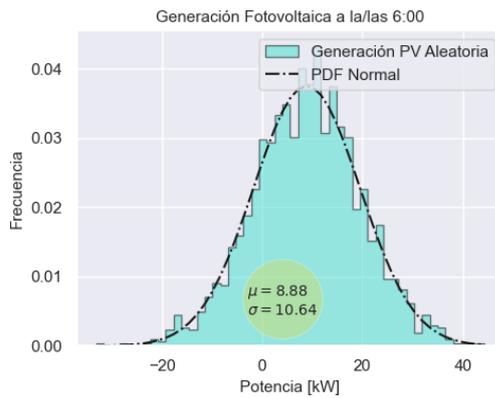
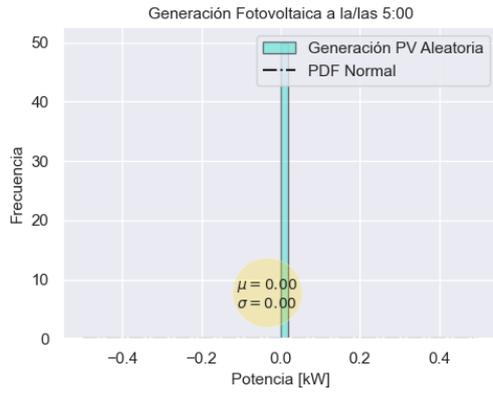
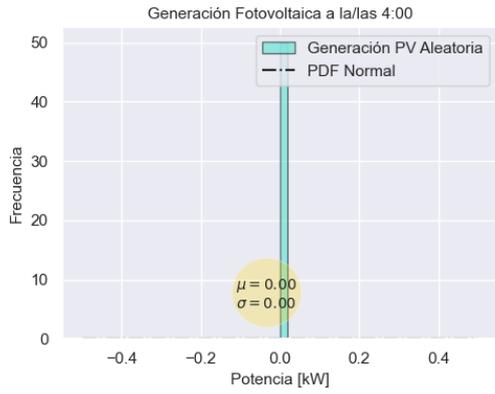
COSTO PRIMER AÑO DE OPERACIÓN MÁS INVERSIÓN			
Nodos	Escenario I	Escenario II	Escenario III
MTA_S_26519			2 PV
MTS_L_124729		10 FCS	10 FCS
MTS_S_3686		8 FCS	8 FCS
MTA_S_167093			2 PV
MTA_S_171258			2 PV
MTA_S_32250			1 PV
MTA_S_32249			1 PV
MTS_S_124622			2 PV
Costo de pérdida	\$ 2 200	\$ 7 070	\$ 4 315
Costo de inversión	\$ -	\$ 666 000	\$1 598 388
Costo de mantenimiento	\$ -	\$ 19 980	\$ 47 952
Costo total	\$ 2 200	\$ 693 050	\$ 1 650 655

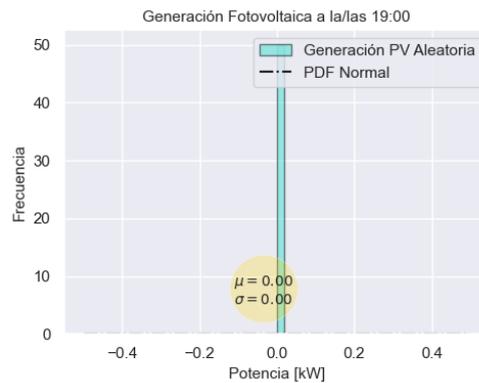
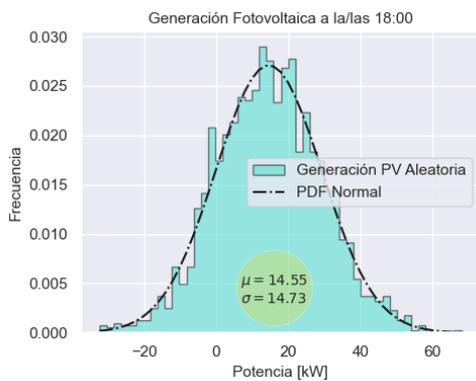
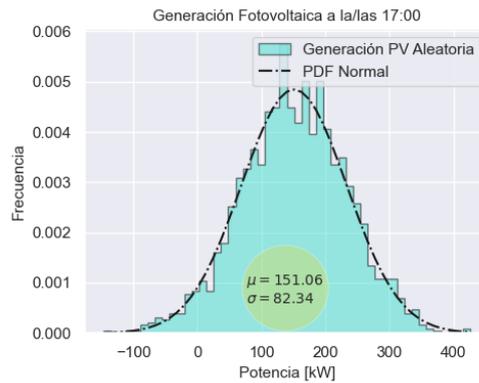
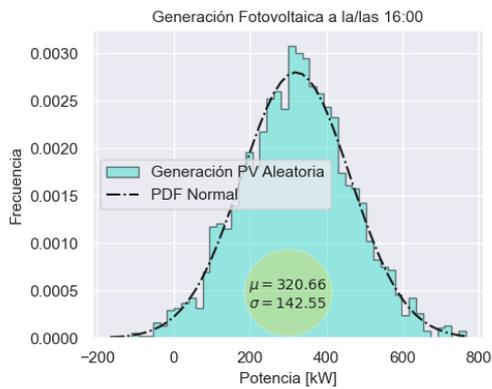
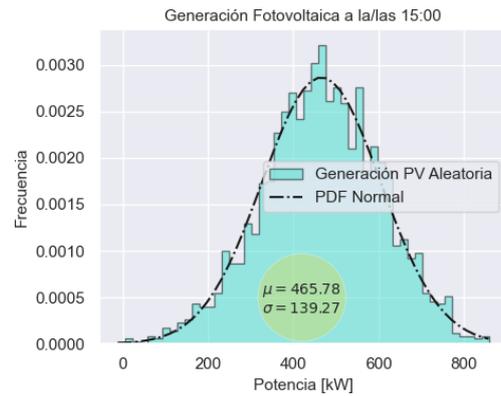
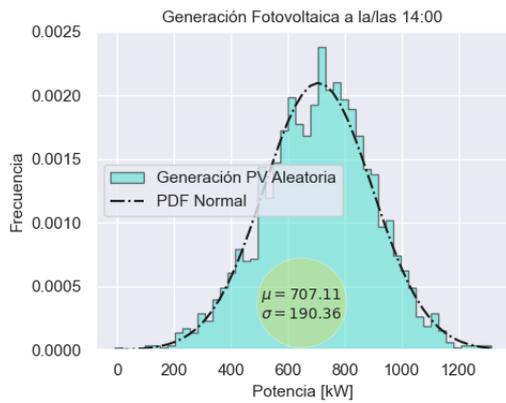
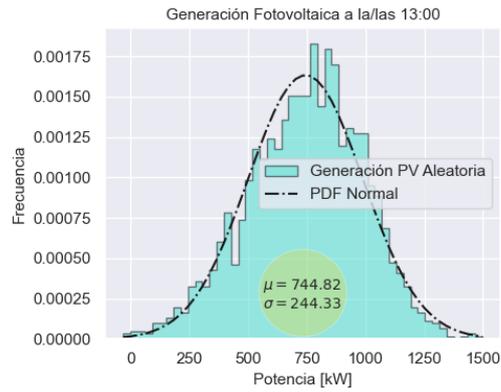
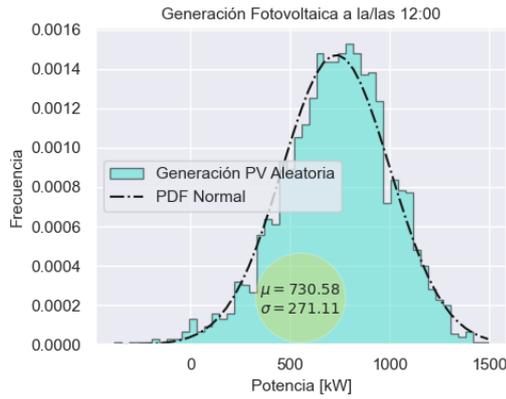
El crecimiento masivo de los vehículos eléctricos a largo plazo impactara la operación y planificación del sistema de distribución, si no se plantea Electrolinera de carga rápida entonces los usuarios cubrirá la necesidad de comprar estaciones de carga lenta y semirrápida en el hogar provocando sobrecarga en los transformadores de distribución en bajo voltaje, los problemas que tiene los cargadores lenta a gran escala es que el factor de coincidencia es alto debido a extenso tiempo de cargar vehículos eléctricos. Para disminuir el impacto en periodo de demanda máxima, lo ideal es aprobar pliego tarifario en horas de la noche que es la zona valle de la demanda actual para los cargadores de Modo 2AC- cargadores lenta.

Para el uso de cargadores semirrápida se necesitará nueva infraestructura para solventar la demanda generada por esta carga como es el uso de un transformador trifásico para el cliente residencial en 3F4H, demanda entre 10 y 22kW. El tiempo de carga es menor en un rango de 4 hasta 6horas (Depende la capacidad del VE), por lo tanto, el factor de coincidencia de estos tipos de cargadores es menor que los cargadores lento.

La GD es la solución para solventar la demanda creado por el uso de los cargadores de VEs, el impacto usando generación fotovoltaica se muestra en la figura 5.31, donde se observa la probabilidad de generación horaria en la zona, a simple vista, la potencia instalada de generación vista desde la subestación es 1000kW, sin embargo, no todas las unidades entregarán a su potencia máxima hacia la red de distribución debido a factores como el clima. Según los resultados se espera que la generación máxima promedio visto desde la subestación es de 744.82kW a las 13:00 horas generado por las 10 unidades de capacidad 100kWp en el alimentador 0424. En la figura 5.32 detalla la curva de demanda horaria donde se observa el impacto de disminución de la demanda consumida en periodo punta.







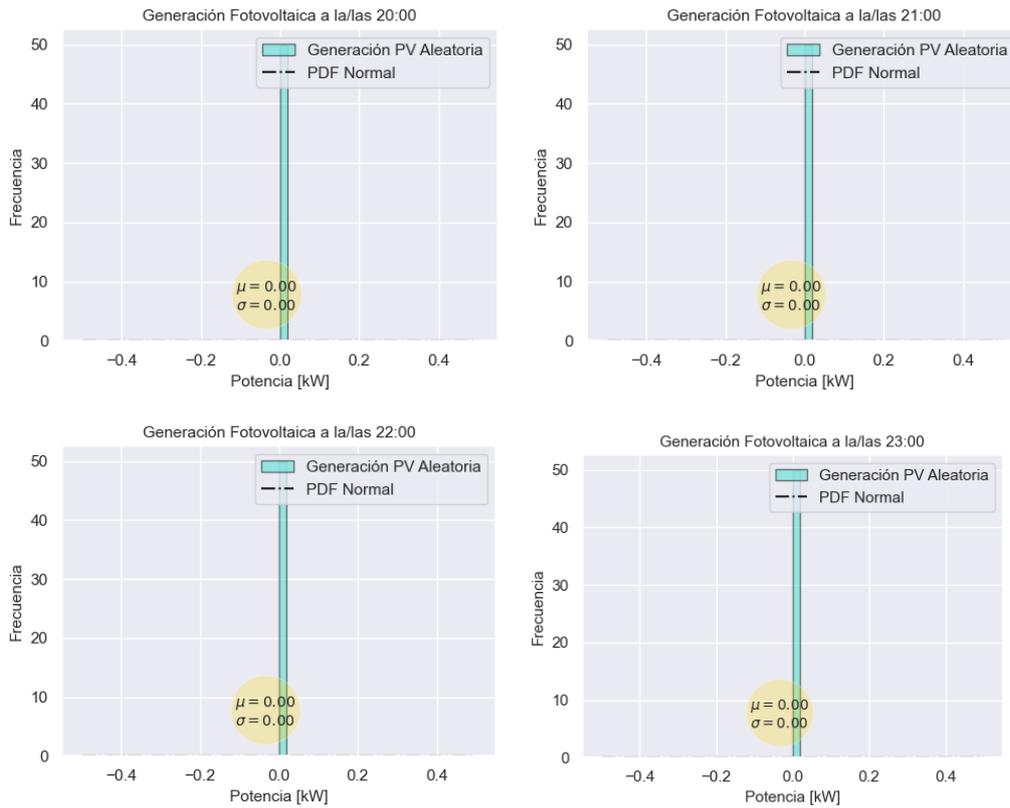


Figura 5.31 Generación fotovoltaica horaria vista desde la subestación 04, Escenario III.

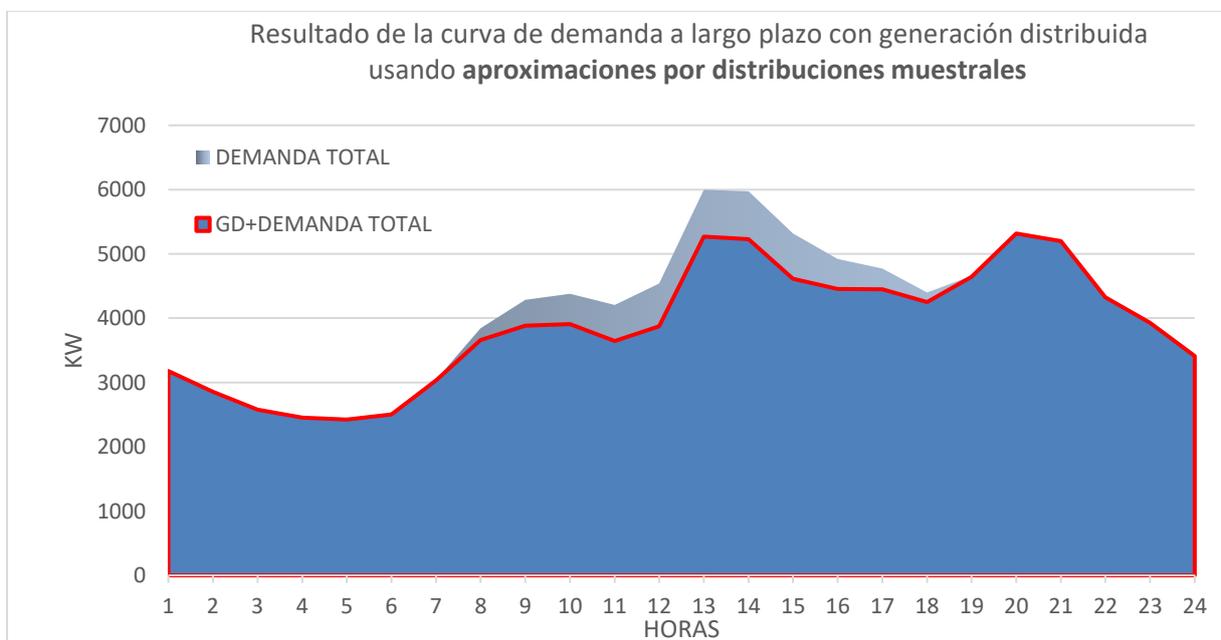


Figura 5.32 Curva de la demanda vista desde la subestación con GD, Escenario III.

Los resultados del presente capítulo, muestra un detalle global del impacto al sistema de distribución debido al incrementos de demanda que ocasionara la venta de vehículos eléctricos, estaciones de carga y cocina de inducción. A largo plazo, el incremento de demanda superará la capacidad máxima del alimentador, se espera que a futuro el planificador recambie la decisión de repotenciar con más red, aumentar el calibre del conductor, aumentar la capacidad del transformador y lograr decidir operar generación distribuida siguiendo el contexto de las redes inteligentes con el fin de equilibrar las demandas futuras ocasionado por DER.

CAPITULO 6

6 CONCLUSIÓN, DISCUSIÓN Y RECOMENDACIÓN

Este trabajo presenta una metodología para encontrar la capacidad óptima de estaciones de carga rápida usando modelo estocástico, integrando la capacidad y ubicación de generación distribuida usando algoritmo PSO. Se considera en el presente estudio la red eléctrica de un alimentador y el comportamiento estocástico de los recursos distribuidos. A pesar de que este estudio se enfoca en el comportamiento de estaciones de carga rápida y generación distribuida, la formulación puede ser usada para otros tipos de estaciones de carga ya sea la ultra-rápida, otra generación distribuida como eólica y también diferente alimentador del sistema de distribución.

La metodología propone un modelo que permite planificar la ubicación de los recursos energéticos distribuidos principalmente las estaciones de carga rápida y la generación distribuida (fotovoltaica) que abastece a un importante número de vehículos eléctricos y cocinas de inducción, Además, busca optimizar las capacidades de DER para una correcta operación del sistema de distribución. La metodología integra las siguientes entidades: la red eléctrica, el comportamiento de la carga final de los usuarios (cocina de inducción, estaciones de carga lenta y semirrápida) y el comportamiento estocástico de la generación distribuida (solar).

La conclusión más relevante que se puede extraer del trabajo es el desarrollo de una nueva metodología para la planificación de redes inteligentes basadas en la integración de los recursos energéticos distribuidos en el sistema de distribución. La planificación a largo plazo usando los recursos distribuidos DER podría ser muy rentable para el operador del distribuidor como también al consumidor, siendo la red inteligente un mecanismo para la sostenibilidad energética.

Otro punto importante que se mostró en este trabajo es que no siempre la generación fotovoltaica inyectara energía a su capacidad nominal, esto es debido a factores como el clima, para el alimentador 0424 el factor de coincidencia para generar todas las unidades fotovoltaicas al mismo tiempo a su capacidad nominal es de 74.4% vista desde la subestación 04. Además, el factor de utilización de Electrolinera con estaciones de carga rápida 60kW Modo 4 DC promedio de carga 47min es de 42% con 400VE vista desde la S/E 04. Para los usuarios finales, el factor de utilización usando cargadores Modo 2- lenta residencial 7.4kW promedio de carga de 8 horas es un 94%, 6 horas es un 86%, mientras que cargadores Modo

3 Semi-rápida de 22kW, Nivel 2-AC es un 78% vista desde el transformador de distribución. Estos valores son aproximados por muestreos con simulación de Montecarlos.

6.1 Discusión y Conclusiones

Hay que tener en cuenta que el tipo de planificación que se da con mayor frecuencia es la de repotenciación y expansión, esta consiste en planificar bajo una condición de carga determinístico, y a su vez realiza la planificación operando de manera separada los recursos distribuidos, por lo tanto, no se centra en la localización y capacidad específica. Por este motivo, este trabajo se concentra en integrar de manera conjunta la operación de los recursos distribuidos en el sistema de distribución y discutir las oportunidades y desafíos de la integración de vehículos eléctricos y de generación distribuida.

Observando los resultados de la metodología se interpreta que al integrar la generación distribuida ayuda a la eficiencia a reducir las pérdidas, mejora la confiabilidad de la red del servicio público debido a apagones, reduce la contaminación ambiental al usar fuente de energías renovables como solar con cero emisiones de CO₂ al ambiente, mejora eficientemente en la integración masiva de los vehículos eléctricos para cargar en forma lenta o rápida, mejora el perfil de voltaje en los lugares que se encuentra el sistema de generación, Sin embargo, los desafíos de incluir eficientemente los recursos distribuidos en el sistema de distribución son; decisiones políticas e institucionales, compromiso del consumidor, costo/beneficio de los recursos distribuidos, sistema interconectado que pueda recopilar y transferir datos a través de una red de manera rápida y precisa, simuladores de red inteligente, sincronización de tiempo.

Este trabajo ha surgido a partir de las necesidades de modernizar la red eléctrica, la cual presenta tecnologías de recursos distribuidos y antecedentes teóricos sobre el modelamiento matemático y las herramientas de optimización, también presenta un enfoque en forma general hacia una planificación dinámica en la cual integra la gestión, la capacidad y la ubicación de los recursos energéticos distribuidos principalmente las estaciones de carga rápida y la generación solar.

Esta metodología se basa en el análisis probabilístico de los recursos distribuidos, tras un proceso adecuado de comportamiento de uso de la carga usando estaciones de carga lenta, semirrápida, electrolineras, cocina de inducción y generación fotovoltaica, este análisis probabilístico se procesa usando modelos estocásticos y técnicas de optimización para reducir los costos de inversión y operación, no solo del momento de máxima demanda, sino de todos los instantes de tiempo creando una curva de idealización de demanda a largo plazo.

Para lograr con el objetivo del proyecto, se utilizó toda la información de red disponible usando softwares GIS, CYMDIST y creando script en Python para procesar toda la información disponible.

Adicionalmente, con el comportamiento de uso de los vehículos eléctricos y cocinas de inducción se obtiene el factor de simultaneidad para un número de clientes vista aguas arriba sea este para alimentador en zona troncal o ramificada, el cual evita sobredimensionamiento de la infraestructura eléctrica. Además, se logró una revisión exhaustiva del comportamiento de carga en la red.

Es importante mencionar que, para impulsar, integrar y operar de mejor manera en la red de distribución, los cargadores Modo 2- lenta residencial y Modo 3-Semirrápida se necesita usar pliego tarifario en el periodo valle de la curva de demanda con el fin de evitar que siga creciendo la demanda en un periodo punto o llano alto, así mismo, las Electrolineras con estaciones de carga rápida modo 4 DC, siendo una estación pública de emergencia para los usuarios con el fin de cumplir su recorrido, se necesita implementar pliegos tarifarios como también regulaciones para impulsar el mantenimiento y control de las electrolineras por las empresas distribuidoras o agregadores de energía, con el fin de no perjudicar la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

6.2 Recomendaciones

Varios factores involucran en la determinación de la ubicación y capacidad de generación distribuida y estaciones de carga rápida, por la cual, se recomienda recopilar datos del comportamiento de los usuarios finales como es el tiempo de carga, el uso de cargadores, el tiempo promedio de llegada, capacidad promedio de los VEs, entre otras con el fin de gestionar de mejor manera los recursos energéticos. Así mismo, la gestión de datos para la generación distribuida usando fotovoltaica como la irradiación solar, temperatura ambiente, almacenamiento, entre otras.

Para usar el software CYME con el algoritmo PSO, es necesario configurar los parámetros del sistema y usar el interpretador de Python personalizado con versión Python 3.7 para CYME 9.1 r4. Se recomienda correr por separado los algoritmos del problema, primero cargar los datos a la consola, para luego seguir con otro script.

El alimentador 0424 contiene 1119 nodos. Analizar 1119 nodos con algoritmo metaheurístico se vuelve muy complejo debido a que se tiene más de millones de posibles combinaciones, se recomienda reducir el espacio de búsqueda usando la capacidad de integración de DER

con el programa CYME y usar super computadora para solventar el tiempo computacional de manera eficiente.

6.3 Propuesta para trabajos futuros

- Implementar algoritmo de búsqueda local para reducir el espacio de búsqueda y lograr un mayor desempeño al algoritmo PSO.
- Introducir más generación distribuida al sistema como generación eólica, microturbina, baterías, entre otras, con el fin de determinar la ubicación y capacidad óptima usando metaheurística y procesos estocásticos.
- Analizar los recursos energéticos distribuidos en una sola función objetiva siendo las variables de decisión la ubicación y capacidad de la GD y estaciones de carga rápida.
- Aplicar la metodología planteada para resolver otros alimentadores del sistema de distribución.
- Aplicar la metodología para analizar el impacto generador por estaciones de carga ultra rápido.
- Implementar infraestructura de comunicación y mercado para completar la integración eficientemente de los recursos energéticos entre generación y demanda.
- Integrar a los estudios presentes de la implementación de carga de vehículos pesados, como flota de buses eléctricos, flotas de camiones, flotas para barcos eléctricos, entre otras.

Referencia

- A. Amer, JMaher A. Azzouz, A. Azab, & S.A. Awad. (2020). "Stochastic Planning for Optimal Allocation of Fast Charging Stations and Wind-Based DGs", IEEE Systems Journal.
- A. Bahrami. (2022). "EV Charging Definitions, Modes, Levels, Communication Protocols and Applied Standards Technical Report", Accessed: Mar. 16, [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/338586995_EV_Charging_Definitions_Modes_Levels_Communication_Protocols_and_Applied_Standards
- Abdulla Al Wahedi, Yusuf Bicer. (2022). "Techno-economic optimization of novel stand-alone renewables-based electric vehicle charging station in Qatar", Energy, Vol. 243, ISSN 0360-5442. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.123008>.
- Agencia de Regulación y Control en Energía y Recursos Naturales no Renovables ARCERNNR. (2022). *Análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica periodo: Enero-Diciembre 2022*, Dirección de regulación económica y tarifa del sector eléctrico Ecuatoriano.
- Agencia de Regulación y Control en Energía y Recursos Naturales no Renovables ARCERNNR. (2021). *Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. Regulación Nro. ARCERNNR -001/2021
- Agencia de Regulación y Control en Energía y Recursos Naturales no Renovables ARCERNNR. (2021). *Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación*. Regulación Nro. ARCERNNR-002/2021
- Agencia Nacional de Tránsito, ANT *Listado de homologación vehicular en Ecuador*. Disponible en: <https://www.ant.gob.ec/regulacion/listado-de-vehiculos-homologados/>, 2022
- Ahmed G. Abo-Khalil, Mohammad Ali Abdelkareem, Enas Taha Sayed, Hussein M. Maghrabie, Ali Radwan, Hegazy Rezk & A.G. Olabi. (2022). "Electric Vehicle impact on energy industry, policy, technical barriers, and power systems", International Journal of Thermofluids, Vol. 13. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2022.100134>, 2022
- Alan Jenn & Jake Highleyman. (2022). "Distribution grid impacts of electric vehicles: A California case study", Science, Vol. 25. Available: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.103686>, 2022
- Andrés Ramos (2016). *Teoría de colas*. Instituto de investigación tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid. <http://www.iit.comillas.edu/aramos/>
- Asociación de Energía Renovables Colombia. (2021). "III Encuentro de Recursos Energéticos Distribuidos", Colombia.
- Bacchini, Roberto Darío, Vásquez, Lara Viviana, Bianco, María José y Gracia Fonti. (2018). *Introducción a la probabilidad y la estadística*. 1a ed. Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires.

- Bianchi, L., Dorigo, M., Gambardella, L. M., & Gutjahr, W. (2006). *Metaheuristics in Stochastic Combinatorial Optimization: a Survey*.
- C. Liu, K. T. Chau, D. Wu, and S. Gao. (2013). "Opportunities and challenges of vehicle-to-home, vehicle-to-vehicle, and vehicle-to-grid technologies", Proc. IEEE, vol. 101, no. 11, pp. 2409–2427, doi: 10.1109/JPROC.2013.2271951
- Carlos J. Zapata. (2010). "Análisis Probabilísticos y Simulación". Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia.
- Carlos J. Zapata. (2011). "Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia". Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia.
- Centro de Investigación de Grandes Redes Eléctricas CIGRE Argentina (2021). "Recursos energéticos distribuidos: desafíos y oportunidades". Argentina.
- Chen Fang, Yun Zhou, Sumin Yu, Shanshan Shi, Haojing Wang & Yiwei Shi. (2020). "Cooperative Planning for IoT-Based Aggregation of Electric Vehicles Fast-Charging Stations and Distributed Generations", IEEE Sustainable Power and Energy Conference.
- Christian Blum. (2021). "Metaheuristics course", Artificial Intelligence Research Institute (IIIA-CSIC), Dictated in the University of Cuenca, 2021
- Colombia Inteligente. (2019). "Integración de recursos energéticos distribuidos", Lineamientos Estratégicos.
- CORDIS. (2022). "Concepts, Capacities and Methods for Testing EV systems and their interOperability within the Smartgrids", COTEVOS Project, European Commission." <https://cordis.europa.eu/project/id/608934>
- Daho National Laboratory and US Department of Energy. (2015). "The EV Project" [Online]. Available: AVTA: The EV Project | Department of Energy.
- David A. Copp, Tu A. Nguyen, Raymond H. Byrne & Babu R. Chalamala. (2022). "Optimal sizing of distributed energy resources for planning 100% renewable electric power systems", Energy, Vol. 239.
- Deepak Kumar & Saptarshi Das. (2021). "Smart grid architecture model for control, optimization and data analytics of future power networks with more renewable energy", Journal of Cleaner Production, Vol.301. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126877>
- Dieep G. (2020). "A survey on smart grid technologies and applications", Renewable Energy, Vol.146, pp 2589-2625. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.092>
- E. C. da Silva, O. D. Melgar-Dominguez and R. Romero. (2021) "Simultaneous Distributed Generation and Electric Vehicles Hosting Capacity Assessment in Electric Distribution Systems," in IEEE Access, vol. 9, pp. 110927-110939 , doi: 10.1109/ACCESS.2021.3102684,
- E. Haesen, A.D. Alarcon-Rodriguez, J. Driesen, R. Belmans & G. Ault. (2009). "Opportunities for active DER management in deferral of distribution system reinforcements".
- EPRI. (2022). "SMUD: Smart Grid Demonstration Projects", [Online]. © Electric Power Research Institute, Inc. 2014-2020. EPRI | SmartGrid Resource Center.

- Fareed Ahmad, Atif Iqbal, Imtiaz Ashraf, Mousa Marzband & Irfan Khan. (2022). "Optimal location of electric vehicle charging station and its impact on distribution network: A review", Energy Reports, Vol. 8, pp.2314-2333. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.01.180>
- Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D. (2021). "NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards", Release 4.0, Special Publication (NIST SP), National Institute of Standards and Technology.
- Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N. & Wollman, D. (2021). "NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards", Release 4.0, Special Publication (NIST SP), National Institute of Standards and Technology.
- Gray, J. L., Luque, A., & Hegedus, S.. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Luque and S. Hegedus, Eds. West Sussex, England: John Wiley & Sons, 14, Sección 7.9, 2003
- H. Martin, R. Buffat, D. Bucher, J. Hamper & M. Raubal. (2022). "Using rooftop photovoltaic generation to cover individual electric vehicle demand—A detailed case study", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 157, ISSN 1364-0321. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111969>
- Hongyue Ma, Hongyu Wang, Shaojie Cheng & Tao Zheng. (2019). "Research on Location selection and Capacity Planning of Urban Electric Vehicle Charging Station", IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, pp.331-335.
- I. Freitas Gomes, Yannick Perez & Emilia Suomalainen. (2021). "Rate design with distributed energy resources and electric vehicles: A Californian case study", Energy Economics, Vol. 102. Available: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105501>
- IEA. (2022). "Global EV Outlook 2020", [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020> [access: 2022].
- IEEE, "IEEE Standard Computer Dictionary: A Compilation of IEEE Standard Computer Glossaries," IEEE Std 610, pp.1-217, 1991, Doi: 10.1109/IEEESTD.1991.106963. [access:2022].
- Iván Alberto coronel y Blasco Antonio Peláez. *Incidencia del programa de cocción eficiente en la demanda máxima unitaria en el sector residencial urbano de la ciudad de Cuenca*. Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico. Ecuador, 2015.
- Ivania C. Aguirre. (2021). "Gestión de Carga de Vehículos Eléctricos a partir de Dinámicas Indeseadas en Generación Solar", Tesis previo a la obtención del título de Ingeniera Eléctrica. Universidad de Cuenca.
- J. Barceló. (1996). "Simulación de sistema discreto", 4ta Edición. HD&h Dirección de Arte y Edición. Madrid-España.
- Jian Zhao, Zhao Xu, Jianhui Wang, Cheng Wang & Jiayong Li. (2018). "Robust Distributed Generation Investment Accommodating Electric Vehicle Charging in a Distribution Network", IEEE Transactions on Power Systems.
- Labein Tecnalía. (2007). "Guía Básica de la Generación Distribuida", Dir. Gen. Ind. Energ. Minas Comunidad Madrid., p. 65.

- Luis Rincón. (2012). *“Introducción a los procesos estocásticos”*. Departamento de Matemáticas. Facultad de Ciencia UNAM.
- M Tuballa & M. Abundo. (2016). *“A review of the development of Smart Grid technologies”, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.59, pp 710-725.
- M. A. Alotaibi and M. M. A. Salama. (2018). *“An Incentive-Based Multistage Expansion Planning Model for Smart Distribution Systems,” IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 5469–5485.
- M. Papadimitrakis, N. Giamareos, M. Stogiannos, E.N. Zois, N.A. Livanos & A. Alexandridis. (2021). *“Metaheuristic search in smart grid: A review with emphasis on planning, scheduling and power flow optimization applications”, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 145. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111072>.
- M.E. Samper, A. Vargas. (2013). *Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation – part I: model formulation*, IEEE Trans. Power Syst. 28 (3) 2331–2340.
- Maik Ai Judge, Asif Khan & Hasan Ai Khattak. (2022). *“Overview of smart grid implementation: Frameworks, impact, performance and challenges”, Journal of Energy Storage*, Vol.49. Available: <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104056>
- Meiqin, L. Chang, & D. Ming. (2008). *“Integration and Intelligent Control of Micro-Grids with MultiEnergy Generation: A Review”, Proc. IEEE Int. Conf. Sustain. Energy Technol.*, p. pp 777–780.
- Meyer and J. Wang. (2022). *“Integrating ultra-fast charging stations within the power grids of smart cities: a review,” IET Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 3–10, 2018. Available: 1801.09174.pdf (arxiv.org)
- Montes, Francisco. (2007). *“Procesos Estocásticos para Ingenieros: Teoría y Aplicaciones”, Departamento de Estadística e investigación Operativa. Universidad de Valencia*
- Nadia Adnan, Shahrina Md Nordin, Mohamad Ariff bin Bahrudin, Murad Ali. (2019). *“How trust can drive forward the user acceptance to the technology? In-vehicle technology for autonomous vehicle,” Transportation Research Part A: Policy and Practice*, Volume 118. Available: <https://doi.org/10.1016/j.tra.2018.10.019>, 2019
- Nathan Parker, Hanna L. Breetz, Deborah Salon, Matthew Wigginton Conway, Jeffrey Williams & Maxx Patterson. (2021). *“Who saves money buying electric vehicles? Heterogeneity in total cost of ownership”, Transportation Research Part D: Transport and Environment*, Volume 96. Available: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2021.102893>,
- P. Pesántez. (2018). *“Planificación eficiente de redes inteligentes (Smart Grids) incluyendo la gestión activa de la demanda: Aplicación a Ecuador”, Tesis previa a la obtención del título de Doctor, Universidad Politécnica de Valencia.*
- R. H. Lasseter & P. Paigi. (2014). *“Microgrid: A Conceptual Solution”, IEEE 35th Annu. Power Electron. Spec. Conf.*, vol. vol 6, PESC 04, p. 6.
- R. Hemmati, R.-A. Hooshmand, & N. Taheri. (2015). *“Distribution network expansion planning and DG placement in the presence of uncertainties,” Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 665–673.

- Rabiya Khalid & Nadeem Javaid. (2020). "A survey on hyperparameters optimization algorithms of forecasting models in smart grid", *Sustainable Cities and Society*, Vol. 61. Available: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102275>
- S. Arar. (2022). "The Four EV Charging Modes in the IEC 61851 Standard - Technical Articles". <https://www.allaboutcircuits.com/>.
- S. Bastidas, "Despacho Óptimo de Corto Plazo del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra considerando el manejo de las Variables Estocásticas", proyecto de titulación en Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, 2018
- S. Habib, M. M. Khan, F. Abbas, and H. Tang. (2018). "Assessment of electric vehicles concerning impacts, charging infrastructure with unidirectional and bidirectional chargers, and power flow comparisons," *Int. J. Energy Res.*, vol. 42, no. 11, pp. 3416–3441, doi: 10.1002/er.4033.
- S. Haffner, L.A. Pereira & L.S. Barreto. (2023). *Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation – part II: numerical results*, *IEEE Trans. Power Deliv.* 23 (2) 924–929, 2008
- S. Wang, Y. Sun, Y. Li, K. Li, P. An and G. Yu. (2020). "Optimal Planning of Distributed Generation and Loads in Active Distribution Network: A Review," *2020 4th International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA)*, pp. 176-181.
- S. Wang, Z. Y. Dong, C. Chen, H. Fan and F. Luo. (2020). "Expansion Planning of Active Distribution Networks with Multiple Distributed Energy Resources and EV Sharing System," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 1, pp. 602-611, Doi: 10.1109/TSG.2019.2926572.
- S. Zeynai, N. Rostami & M.R. Feyz. (2020). "Multi-Objective optimal short-term planning of renewable distributed generations and capacitor banks in power system considering different uncertainties including plug-in electric vehicles", *International Journal Electrical Power and Energy Systems*, Vol 119, 2020
- S. Zeynai, N. Rostami, M.R. Feyz & B. Mohammadi. (2020). "Multi-Objective optimal planning of wind distributed generation considering uncertainty and different penetration level of plug-in electric vehicles", *International Journal Sustainable Cities and Society*, Vol 62.
- SAE International. (2022). "The path to better, smarter vehicle charging". Accessed:2022. [Online]. Available: <https://www.sae.org/news/2022/01/the-path-to-better-and-smarter-vehicle-charging>, 2022
- SAE. (2020), "New SAE Wireless Charging standard is EV game-changer". [Online]. Available: <https://www.sae.org/news/2020/10/new-sae-wireless-charging-standard-is-ev-game-changer>
- SAE. (2022). "J1772A: SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler - SAE International." Oct. 2017, Accessed: May 25. [Online]. Available: https://www.sae.org/standards/content/j1772_201710/.
- Saeed Zeynali, Naghi Rostami, Ali Ahmadian & Ali Elkamel. (2021), "Stochastic energy management of an electricity retailer with a novel plug-in electric vehicle-based demand response program and energy storage system: A linearized battery degradation cost model", *Sustainable Cities and Society*, Vol. 74.

- Santiago Fernández. (2015). *Teoría de colas*. Instrumentos estadísticos avanzados. Universidad Autónoma de Madrid. www.estadistica.net
- Servicio de Rentas Internas, SRI. *Reporte de vehículos nuevos adquiridos y reportados – periodo enero a Julio 2022. Compra local e importación Directa*. Disponible en: <https://www.sri.gob.ec/en/vehiculos,2022>
- Stefanie Kosuch. (2021). “*Introduction to Combinatorial Optimization Problems*”. Guest Lecture at the CUGS PhD course.
- Umar Hanif, Reza Fachrizal, Mahmoud Shepero & Joakim Munkhammar. (2021). “*Probabilistic load flow analysis of electric vehicle smart charging in unbalanced LV distribution systems with residential photovoltaic generation*”, *Sustainable Cities and Society*, Vol.72.
- United Nations. (2016). [Online]. Analysis and Policy Recommendations from Secretary-General’s High-Level Advisory Group on Sustainable Transport. “*Mobilizing sustainable transport for Development*”, 2016
- V. Hui Fan, J. Qiu, K. Meng, & Z. Dong. (2020). “*Stochastic Distribution Expansion Planning with Wind Power Generation and Electric Vehicles Considering Carbon Emissions*”, IEEE 4th International Conference on Green Energy and Applications.
- Vinicio S. Ribadeneira. (2020). “*Mejoramiento de redes eléctricas de Distribución por medio de generación distribuida utilizando una metodología probabilística bivariado*”, Tesis previa a la obtención del título Magister en Ingeniería Eléctrica en Distribución, Escuela Politécnica Nacional.
- World Energy Council. (2022). “*Sostenibilidad energética*”. [Online]. Available: World Energy Council | World Energy Council.
- Wu Yun-na, Chen Jian & Liu Li-rongy. (2011). “*Construction of China’s smart grid information system analysis*”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.15, pp 4236-4241. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.092>
- X. Lin, J. Sun, S. Ai, X. Xiong, Y. Wan, D. Yang. (2014). “*Distribution network planning integrating charging stations of electric vehicle with V2G*”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 63.
- Zeyang Fan, Hong Yi, Jian Xu, Peng Liu, Hui Hou, Rongjian Cui & Changjun Xie. (2020) “*Multi-Objective Planning of DGs Considering ES and EV Based on Source-Load Spatiotemporal Scenarios*”, in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 216835-216843.

ANEXOS

Anexo A: Curva de Factor de coincidencia con 2000 clientes con cocina de inducción, CENTROSUR.

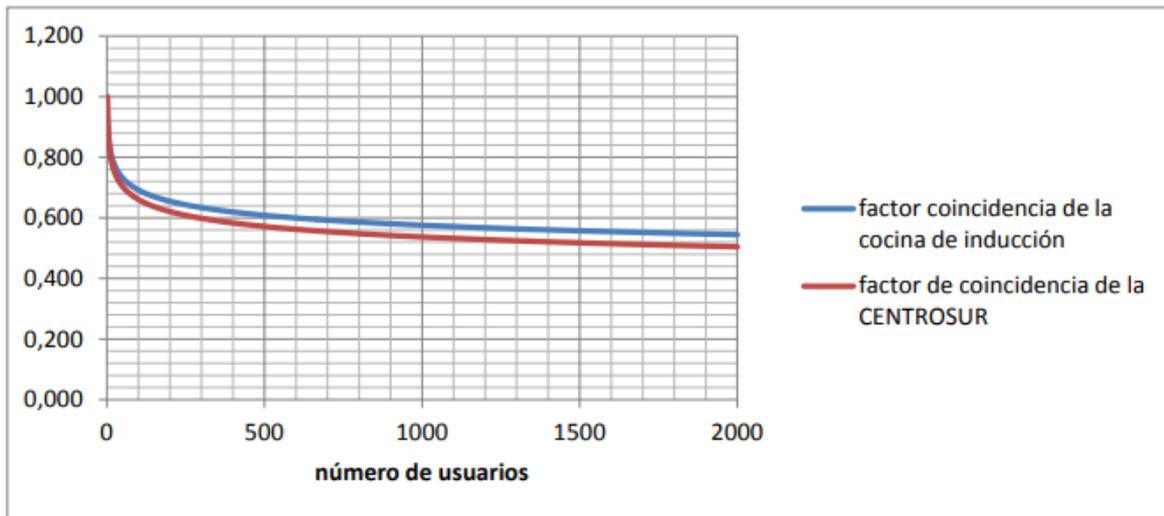
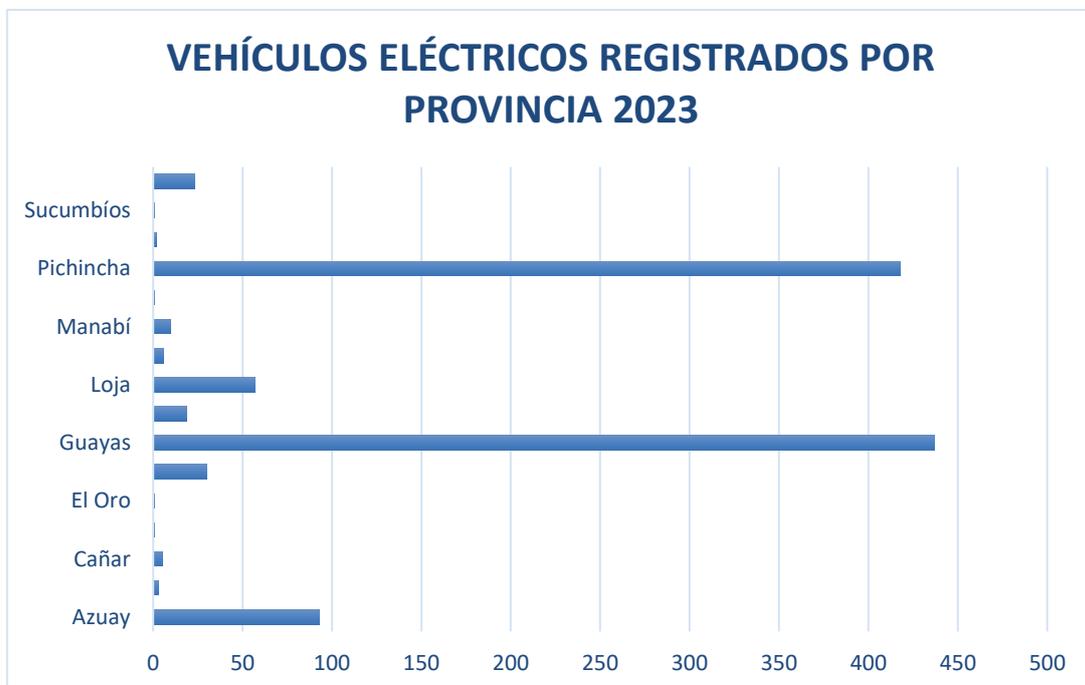
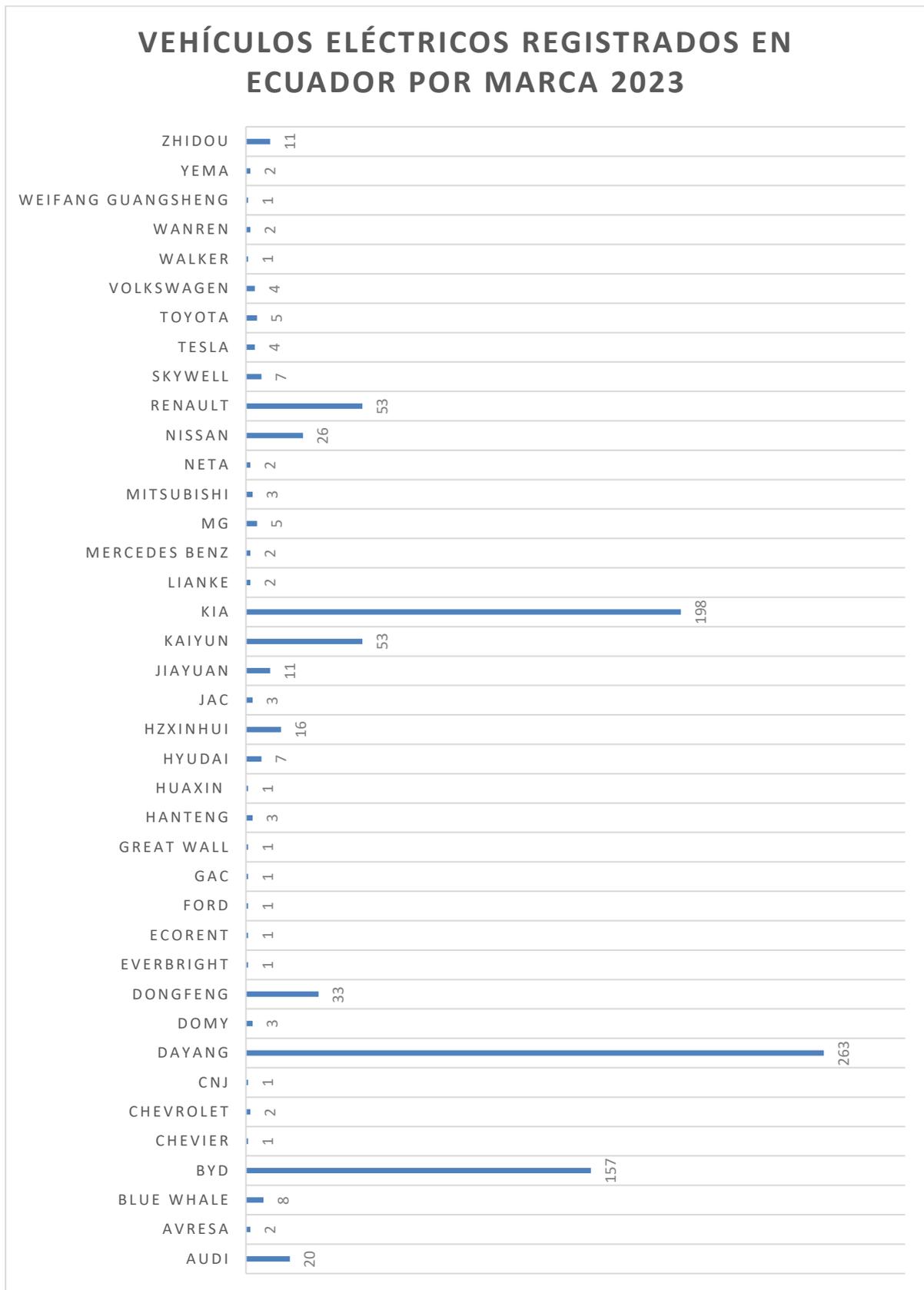


Figura 0.1. Curva de factor de coincidencia de la CENTROSUR (Iván Alberto coronel y Blasco Antonio Peláez, 2015).

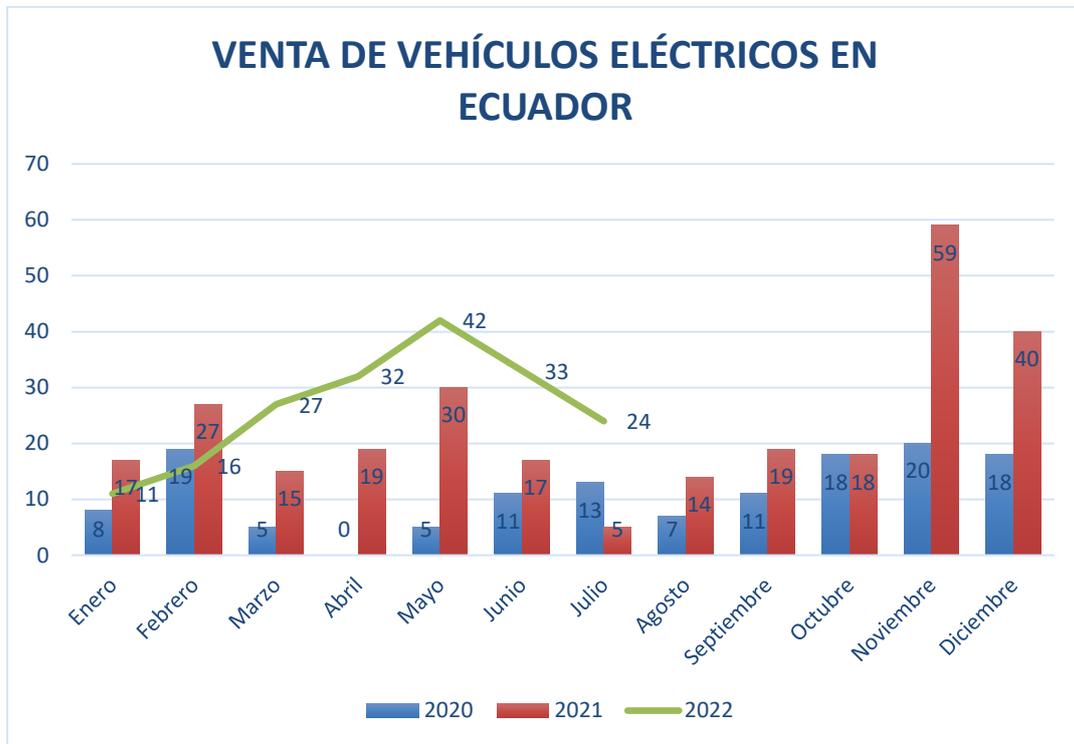
Anexo B: Registro estadístico de tipos y ventas de vehículos eléctricos en Ecuador.



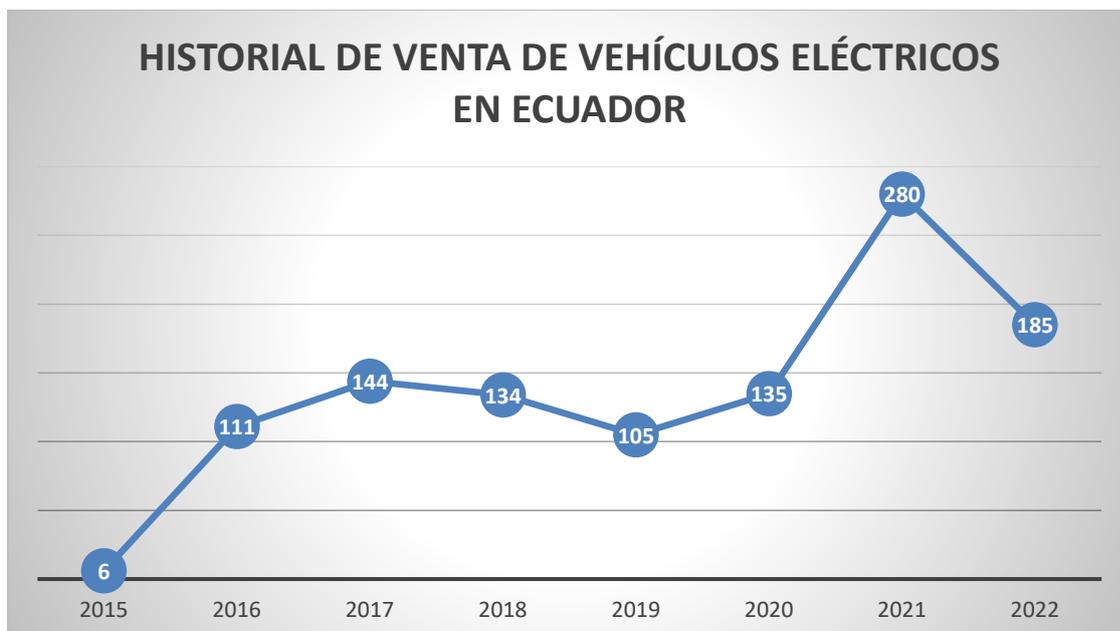
SRI- Servicios de rentas internas



Ant: Agencia Nacional de Transito



SRI: Servicios de rentas internas



SRI: Servicios de rentas internas

Anexo C: Condición inicial de Tipos de vehículos usando cargador residencial de 7kW.

Hora	Vehículos livianos			Vehículo comercial		
	Auto1	Auto2	Auto3	Camioneta	JEP	Camión
0:00:00	0,00	7,00	0,00	7,00	7,00	7,00
1:00:00	0,00	7,00	0,00	7,00	7,00	7,00
2:00:00	0,00	7,00	0,00	0,00	7,00	7,00
3:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	7,00
4:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	7,00
5:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,00	7,00
6:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:00:00	5,00	0,00	0,00	7,00	0,00	0,00
18:00:00	6,50	0,00	6,50	7,00	0,00	7,00
19:00:00	6,50	7,00	6,50	7,00	0,00	7,00
20:00:00	6,50	7,00	6,50	7,00	7,00	7,00
21:00:00	6,50	7,00	6,50	7,00	7,00	7,00
22:00:00	6,50	7,00	6,50	7,00	7,00	7,00
23:00:00	6,50	7,00	0,00	7,00	7,00	7,00
Total, kWh	44,00	56,00	32,50	63,00	70,028	84,00
P. Max kW	6,50	7,00	6,50	7,00	7,00	7,00
Batería kWh	40,60	53,60	31,40	68,00	71,98	80,00
Ef. de Carga	92,3%	122,5%	96,6%	99,1%	114,3%	114,2%
Tiempo de carga	7h	8h	5h	9h	10h	12h
Autonomía km	380	400	360	440	520	500

Anexo D: Condición inicial de tipos de Vehículos usando cargador rápido de 60kW, modo 4 DC.

VE:	pesado		livianos			comercial		pesado
	bus_8 m	bus_12m BYD K9G	Auto1	Auto2	Auto3	Camioneta	JEP	Camión
0:00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0:15	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0:30	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0:45	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:15	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:30	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:45	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:15	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:30	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:45	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:15	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:30	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:45	20,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:15	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:30	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:45	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00
9:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00
9:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00

9:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00
10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00
10:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00
11:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00
12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00
12:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00
12:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40,00	0,00
12:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15:15	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00
15:30	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	60,00
15:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00
16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00
16:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00
16:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00
16:45	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	60,00
17:00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:15	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:30	0,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:30	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:45	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

20:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total, Energía	200,00	315,00	42,50	52,50	30,00	67,50	70,02	90,00
P. Max	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
P. Batería kWh	200,00	324,00	40,60	53,60	31,40	68,00	71,98	90,00
Ef. de Carga	100%	102,9%	95,5%	102,1%	104,7%	100,7%	102%	100,0%
Tiempo de carga	~3h	~5h	~30min	~45min	~15min	~1h	~1h	~1h
Autonomía km	400	500	380	400	360	440	520	500

Anexo E: Diseño y costos de electrolinera con 10 estaciones de carga rápida 120kW con dos salidas cada uno 60kW, modo 4 DC.

TIPO DE CONECTOR	GB/T
NÚMERO DE SALIDAS	2
TIPO DE MONTAJE	Montaje en piso
LONGITUD DEL CABLE	Mínimo 3 m
VOLTAJE DE ENTRADA	380 V – AC -TRIFÁSICO
FRECUENCIA DE ENTRADA	60 Hz
VOLTAJE DE SALIDA	200 - 750 VDC
POTENCIA DE SALIDA	120 kW
PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN	OCPP 1.6
LENGUAJE	English / español
METODO PARA INICIO DE CARGA	Tarjeta RFID /Contraseña/Conecta y carga
METODO PARA CONEXION EN LINEA	LAN/WIFI/4G(optional)
PANTALLA TOUCH	minimo 7 pulgadas
EFICIENCIA MINIMA	95%
GRADO DE PROTECCIÓN	IP 54
DIMENSIONES	850mm X 700mm X 1800mm
ALTURA DE OPERACIÓN	2500 msn



PROFORMA.					
Cliente		EMOV	Fecha:		2/4/2022
S.N	Items & Descripción.		Cantidad (PCS)	Precio Unidad (USD)	Precio Total (USD)
1	Input Rating 380Vac±15%, 3-Phase, 50/60 Hz, L1+L2+L3+N+PE Power Factor 0.98 @ Full load Current THD ≤5% @ Full load Efficiency ≥94% @ Full load Output Interface 2 x GB/T DC Output Power 120kW max. Output Voltage 200-1000Vdc Output Current 250A max. / Connector Display 7" LCD Touch Panel Support Language Simplified chinese, English Push Buttons Emergency stop button RFID Reader ISO/IEC 14443 A Mifare RFID reader Network Interface 4G Protocol OCPP 1.6J Operating Temperature -20°C - 50°C		20	22300	446000

Figura 0.2 Proforma de Electrolinera 120kW_ 2 servicios de 60kW Empresa ZhongXing.

Fuente: Consulta Propia

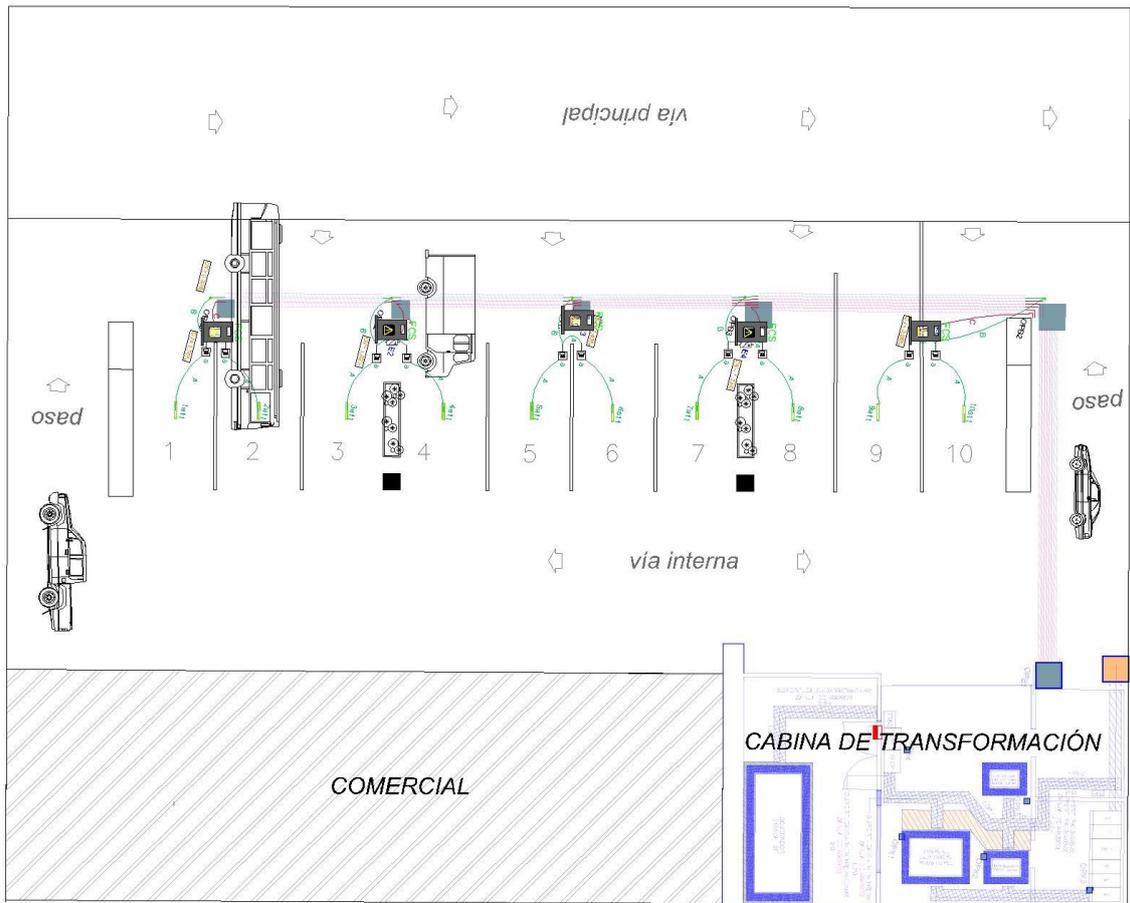


Figura 0.3 Diseño de Electrolinera 10 unidades de 120kW- 2 servicios de 60kW

Fuente: Elaboración Propia

PRESUPUESTO ELÉCTRICO APROXIMADO						
Ítem	Código	Descripción	u.	Cant.	P.U.	total
1		COSTO ELECTROLINERA APROXIMADO DE (10 unidades x 120kW)				
1.1		COSTO TOTAL INFRAESTRUCTURA ELÉCTROLINERA ELÉCTRICO				\$ 373 173,69
1.1.1		RED DE MEDIO VOLTAJE				~\$152 599,71
1.1.2		RED DE BAJO VOLTAJE - INTERIORES				\$209 153,73
1.1.3		OBRA CIVIL				\$18 565,47
COSTO DE INVERSIÓN APROXIMADO POR CADA ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA DE 120kW						\$37 000
COSTO DE MANTENIMIENTO ANUAL APROXIMADO POR CADA ESTACIÓN DE CARGA RÁPIDA 120kW- (3% del costo de inversión)						\$1 110

Anexo F: Programación:

a. Clientes finales:

Elaboración de la curva de coincidencia para N clientes con cocina de inducción por distribuciones muestrales.

```

"""
@Creado: 2/09/2022 10:08
@Author : ING. LUIS VILLACRÉS
@Tutor  : DR. PATRICIO PESÁNTEZ
@File   : FC_COCINA.py
"""

#FACTOR DE COINCIDENCIA DE LA COCINA DE INDUCCIÓN
#APROXIMACIONES POR DISTRIBUCIONES MUESTRALES

#LIBRERIAS
import pandas as pd
from numpy import column_stack, random
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
import seaborn as sns
from scipy.interpolate import interp1d
from parfor import parfor

p = dict(boxstyle='circle', facecolor='gold', alpha=0.25)
sns.set()

#CODIGO
clientes=500 #NÚMERO DE CLIENTES QUE USA COCINA DE INDUCCIÓN
if __name__ == '__main__':
    @parfor(range(clientes), (1,))
    def fun(i, a):
        N=i+1
        #for N in range (1,1000+1):
        SM=500
        estado=['1hornilla','2hornilla','3hornilla','4hornilla']
        potencia=[1100,1400,1600,1850] #watt
        P_estado=[0.25,0.25,0.25,0.10]
        Simul=np.empty((0,24),int)
        uso=np.empty((0,24),int)
        tiempo_uso=[1,2,3]
        hora=np.zeros(24)
        sdm=[]
        for i in range (SM):
            hora_almuerzo=np.round(random.normal(loc=12, scale=1.0, size=(N,1)))
            hora_desayuno=np.round(random.normal(loc=7, scale=0.5, size=(N,1)))
            tiempo_uso_aleatoria=np.random.choice(tiempo_uso, (N,3), [0.7,0.25,0.05])
            numero_ornilla_aleatoria=np.random.choice(potencia, (N,3), P_estado)
            Curva_carga=np.empty((0,24),int)
            hora_merienda=np.round(random.normal(loc=19, scale=1.0, size=(N,1)))
            for j in range (N):
                dura_1=int(hora_desayuno[j])+tiempo_uso_aleatoria[j][0]
                dura_2=int(hora_almuerzo[j])+tiempo_uso_aleatoria[j][1]
                dura_3=int(hora_merienda[j])+tiempo_uso_aleatoria[j][2]
                hora[int(hora_desayuno[j]):dura_1]=int(numero_ornilla_aleatoria[j][0])
                hora[int(hora_almuerzo[j]):dura_2]=int(numero_ornilla_aleatoria[j][1])

```

```

        hora[int(hora_merienda[j]):dura_3]=int(numero_ornilla_aleatoria[j][2])
        Curva_carga=np.append(Curva_carga,[hora],axis=0)
        hora=np.zeros(24)
        Simul=np.append(Simul,[np.sum(Curva_carga,axis=0)],axis=0)
        sdm=np.append(sdm, np.sum(np.max(Curva_carga, axis=1)))

    Simul=Simul/1000
    D_max=np.max(Simul, axis=1)
    RESULT_FC=D_max/(sdm/1000)
    return np.mean(RESULT_FC)
x=range(1,clientes+1)
plt.xlabel('Número de usuarios')
plt.ylabel('Factor de coincidencia')
plt.title('Curva de factor de coincidencia con :%.0f' % clientes+' usuario/s con cocina de
inducción')
plt.scatter (x,fun)
plt.show()

```

Elaboración de la curva de coincidencia para N clientes con Vehículo eléctrico para zona residencial-Carga lenta (Tiempo de carga promedio 6 y 8 horas para cargadores de 5, 6 y 7kW) por distribuciones muestrales.

```

"""
@Creado: 2/09/2022 10:08
@author : ING. LUIS VILLACRÉS
@Tutor : DR. PATRICIO PESÁNTEZ
@File : FC_ESTACIONES DE CARGA.py
"""
# #FACTOR DE COINCIDENCIA USO DE CARGA DE VEHICULO ELÉCTRICO
# CARGADOR TIPO LENTA "PROMEDIO DE CARGA 6 Y 8 HORAS"
#APROXIMACIONES POR DISTRIBUCIONES MUESTRALES

from parfor import parfor
import pandas as pd
from numpy import column_stack, random
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
import seaborn as sns
from scipy.interpolate import interp1d

p = dict(boxstyle='circle', facecolor='gold', alpha=0.25)
sns.set()

clientes=300
if __name__ == '__main__':
    @parfor(range(clientes), (1,))
    def fun(i, a):
        N=i+1
        SM=500
        estado=['5kW', '6kW', '7kW']

```

```

potencia=[5000,6000,7000] #watt
P_estado=[0.333,0.333,0.333]
Simul=np.empty((0,24),int)
uso=np.empty((0,24),int)
tiempo_uso=[1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12]
hora=np.zeros(24)
sdm=[]
for i in range (SM):
    hora_carga=np.round(random.binomial(24,0.9,size=(N,1)))
    for h in range(len(hora_carga)):
        if hora_carga[h][0]>=24:
            hora_carga[h][0]=0
    tiempo_uso_aleatoria=np.round(np.random.normal(6,3.1,(N,1)))
    for c in range (len(tiempo_uso_aleatoria)):
        while tiempo_uso_aleatoria[c]<1 or tiempo_uso_aleatoria[c]>12:
            tiempo_uso_aleatoria[c]=np.round(np.random.normal (6))
    numero_cargador_aleatoria=np.random.choice(potencia,(N,1),P_estado)
    Curva_carga=np.empty((0,24),int)
    for j in range (N):
        dura_1=int(hora_carga[j])+int(np.round(tiempo_uso_aleatoria[j][0]))
        hora[int(hora_carga[j]):dura_1]=int(numero_cargador_aleatoria[j][0])
        if dura_1>24:
            count=0
            for k in hora:
                if k>0:
                    count+=1
            dura_1=dura_1-count-int(hora_carga[j])
            hora[0:dura_1]=int(numero_cargador_aleatoria[j][0])
        Curva_carga=np.append(Curva_carga,[hora],axis=0)
        hora=np.zeros(24)
    Simul=np.append(Simul,[np.sum(Curva_carga,axis=0)],axis=0)
    sdm=np.append(sdm, np.sum(np.max(Curva_carga, axis=1)))
    plt.scatter(np.arange(0, 24,
1),(np.sum(Curva_carga,axis=0))/1000,c='lightgray',alpha=0.007)
    Simul=Simul/1000
    D_max=np.max(Simul, axis=1)
    RESULT_FC=D_max/(sdm/1000)
    return np.mean(RESULT_FC)
x=range(1,clientes+1)
plt.xlabel('Número de usuarios')
plt.ylabel('Factor de coincidencia')
plt.title('Curva de factor de coincidencia con :%.0f' % clientes+' usuario/s con estación de
carga')
plt.scatter (x,fun, label='promedio de 6horas de carga')
#plt.show()

if __name__ == '__main__':
    @parfor(range(clientes), (1,))

```

```

def fun(i, a):
    N=i+1
    SM=500
    estado=['5kW', '6kW', '7kW']
    potencia=[5000,6000,7000] #watt
    P_estado=[0.333,0.333,0.333]
    Simul=np.empty((0,24),int)
    uso=np.empty((0,24),int)
    tiempo_uso=[1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12]
    hora=np.zeros(24)
    sdm=[]
    for i in range (SM):
        hora_carga=np.round(random.binomial(24,0.9,size=(N,1)))
        for h in range(len(hora_carga)):
            if hora_carga[h][0]>=24:
                hora_carga[h][0]=0
        tiempo_uso_aleatoria=np.round(np.random.normal(8,3.1,(N,1)))
        for c in range (len(tiempo_uso_aleatoria)):
            while tiempo_uso_aleatoria[c]<1 or tiempo_uso_aleatoria[c]>12:
                tiempo_uso_aleatoria[c]=np.round(np.random.normal (8))
        numero_cargador_aleatoria=np.random.choice(potencia,(N,1),P_estado)
        Curva_carga=np.empty((0,24),int)
        for j in range (N):
            dura_1=int(hora_carga[j])+int(np.round(tiempo_uso_aleatoria[j][0]))
            hora[int(hora_carga[j]):dura_1]=int(numero_cargador_aleatoria[j][0])
            if dura_1>24:
                count=0
                for k in hora:
                    if k>0:
                        count+=1
                dura_1=dura_1-count-int(hora_carga[j])
                hora[0:dura_1]=int(numero_cargador_aleatoria[j][0])
            Curva_carga=np.append(Curva_carga,[hora],axis=0)
            hora=np.zeros(24)
        Simul=np.append(Simul,[np.sum(Curva_carga,axis=0)],axis=0)
        sdm=np.append(sdm, np.sum(np.max(Curva_carga, axis=1)))
        plt.scatter(np.arange(0, 24,
1), (np.sum(Curva_carga,axis=0))/1000,c='lightgray',alpha=0.007)
        Simul=Simul/1000
        D_max=np.max(Simul, axis=1)
        RESULT_FC=D_max/(sdm/1000)
        return np.mean(RESULT_FC)
    x=range(1,clientes+1)
    plt.xlabel('Número de usuarios')
    plt.ylabel('Factor de coincidencia')
    plt.title('Curva de factor de coincidencia con :%.0f' % clientes+' usuario/s con estación de
carga')
    plt.scatter (x,fun,label='Promedio de 8 horas de carga')

```

```
plt.legend(bbox_to_anchor=(0., 1.02, 1., .115), loc=0, ncol=3, mode="expand", borderaxespad=0.2)
plt.show()
```

Elaboración de la curva de demanda e histograma de potencia para N clientes con cocina de inducción por distribuciones muestrales.

```
"""
@Creado: 2/09/2022 10:08
@Author : ING. LUIS VILLACRÉS
@Tutor : DR. PATRICIO PESÁNTEZ
@File : DEMANDA_NCOCINA.py
"""

#CUERVA DE DEMANDA N CLIENTES CON COCINA DE INDUCCIÓN
#APROXIMACIONES POR DISTRIBUCIONES MUESTRALES

import pandas as pd
from numpy import column_stack, random
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
import seaborn as sns
from scipy.interpolate import interp1d

p = dict(boxstyle='circle', facecolor='gold', alpha=0.25)
sns.set()

N=1334
SM=500
estado=['1hornilla', '2hornilla', '3hornilla', '4hornilla']
potencia=[1100,1400,1600,1850] #watt
P_estado=[0.25,0.25,0.25,0.25]
Simul=np.empty((0,24),int)
uso=np.empty((0,24),int)
tiempo_uso=[1,2,3]
hora=np.zeros(24)
sdm=[]
for i in range (SM):
    hora_desayuno=np.round(random.normal(loc=7, scale=1.0, size=(N,1)))
    hora_almuerzo=np.round(random.normal(loc=12, scale=0.5, size=(N,1)))
    tiempo_uso_aleatoria=np.random.choice(tiempo_uso, (N,3), [0.7,0.25,0.05])
    numero_ornilla_aleatoria=np.random.choice(potencia, (N,3), P_estado)
    Curva_carga=np.empty((0,24),int)
    hora_merienda=np.round(random.normal(loc=19, scale=1.0, size=(N,1)))
    for j in range (N):
        dura_1=int(hora_desayuno[j])+tiempo_uso_aleatoria[j][0]
        dura_2=int(hora_almuerzo[j])+tiempo_uso_aleatoria[j][1]
        dura_3=int(hora_merienda[j])+tiempo_uso_aleatoria[j][2]
        hora[int(hora_desayuno[j]):dura_1]=int(numero_ornilla_aleatoria[j][0])
        hora[int(hora_almuerzo[j]):dura_2]=int(numero_ornilla_aleatoria[j][1])
```

```

        hora[int(hora_merienda[j]):dura_3]=int(numero_ornilla_aleatoria[j][2])
        Curva_carga=np.append(Curva_carga,[hora],axis=0)
        hora=np.zeros(24)
        Simul=np.append(Simul,[np.sum(Curva_carga,axis=0)],axis=0)
        sdm=np.append(sdm, np.sum(np.max(Curva_carga, axis=1)))
        plt.scatter(np.arange(0, 24, 1),(np.sum(Curva_carga,axis=0))/1000,c='lightgray',alpha=0.007)
Simul=Simul/1000
D_max=np.max(Simul, axis=1)
FC=D_max/(sdm/1000)
print(FC)
print(np.mean(FC))
print(np.mean(Simul,axis=0))

cubic_interploation_model=interp1d(np.arange(0, 24, 1),np.mean(Simul,axis=0),kind="cubic")
xs=np.linspace(0,23,50)
ys=cubic_interploation_model(xs)

plt.plot(xs, ys)
plt.xlabel('Horas')
plt.ylabel('Demanda kW')
plt.title('Curva de Potencia Horaria:%.0f' % N+' usuario/s con cocina de inducción')
plt.xlim(0,23)
textstr = 'E(Pmax)=%.2f' % (np.max(np.mean(Simul,axis=0)))+ 'kW'
plt.text(1.4, 50.2, textstr, fontsize=10, verticalalignment='top', bbox=p)
#plt.text(1.4, 40.2, 'Fcoin=%.4f' % (np.mean(FC)), fontsize=10, verticalalignment='top', bbox=p)
plt.show()

plt.figure()
demanda = (np.asarray(Simul, dtype = float)).flatten()
plt.xlim(min(demanda)+1,max(demanda))
sns.distplot(x=demanda, color="dodgerblue", label="Compact")
plt.title('Histograma de Potencia:%.0f' % N+'usuario/s con cocina de inducción')
plt.xlabel('Potencia kW')
plt.ylabel('Probabilidad')
plt.xticks(rotation=90)
plt.show() #histograma de potencia

```

Elaboración de la curva de demanda e histograma de potencia para N clientes con estaciones de carga 7kW para seis diferentes vehículos eléctricos, considerando pliego tarifario.

```

"""
@Creado: 2/09/2022 10:08
@Author : ING. LUIS VILLACRÉS
@Tutor : DR. PATRICIO PESÁNTEZ
@File : EVSE_residencial.py
"""

```

```
#CUERVA DE DEMANDA N CLIENTES CON ESTACIÓN DE CARGA RESIDENCIAL-LENTA 7KW PARA 6 DIFERENTES VEHÍCULOS
#APROXIMACIONES POR DISTRIBUCIONES MUESTRALES
```

```
import pandas as pd
from numpy import column_stack, random
import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns
from scipy.interpolate import interp1d
import numpy as np

p = dict(boxstyle='circle', facecolor='gold', alpha=0.25)
sns.set()

SM=500
Nve=50
sdm=[]
archivo='F:/programación/VE.xlsx'
df = pd.read_excel(archivo, sheet_name='cargador residencial-7kw')
marca=['Auto1', 'Auto2', 'Auto3', 'Camioneta', 'JEP', 'Camión']
VE_ocurrente=[0.2,0.2,0.2,0.2,0.1,0.1]

k=1
while k<len(VE_ocurrente):
    for i in VE_ocurrente:
        if i==0:
            ub=VE_ocurrente.index(i)
            VE_ocurrente.pop(ub)
            marca.pop(ub)
        k+=1

Curva_carga=np.empty((0,24),int)
Simul=np.empty((0,24),int)
valor=np.delete(df.values,np.s_[24:],0)
for i in range (SM):
    hora_aleatoria=random.binomial(n = 24, p = 0.05, size=(Nve,1))
    carga=np.random.rand(Nve,1)*0.9
    marca_aleatoria=np.random.choice(marca,(Nve,1),VE_ocurrente)
    Curva_carga=np.empty((0,24),int)
    for j in range (Nve):
        ub=np.where(np.array(df.keys())==marca_aleatoria[j])
        h=hora_aleatoria[j]
        Curva_carga=np.append(Curva_carga,np.roll(valor.T[ub[0]],h),axis=0)
    Simul=np.append(Simul,[np.sum(Curva_carga,axis=0)],axis=0)
    sdm=np.append(sdm, np.sum(np.max(Curva_carga, axis=1)))
    plt.scatter(np.arange(0, 24, 1),(np.sum(Curva_carga,axis=0)),c='lightgray',alpha=0.007)
    print(Simul)

D_max=np.max(Simul, axis=1)
```

```

FC=D_max/(sdm)
print(FC)
print(np.mean(FC))
print(np.mean(Simul,axis=0))

cubic_interploation_model=interp1d(np.arange(0, 24, 1),np.mean(Simul,axis=0),kind="cubic")
xs=np.linspace(0,23,50)
ys=cubic_interploation_model(xs)

plt.plot(xs, ys)
plt.xlabel('Horas')
plt.ylabel('Demanda kW')
plt.title('Curva de Potencia Horaria:%.0f' % Nve+' usuario/s con cargador Modo 2 AC residencial de
7kW')
plt.xlim(0,23)
textstr = 'E(Pmax)=%.2f' % (np.max(np.mean(Simul,axis=0)))+ 'kW'
plt.text(1.4, 100.2, textstr, fontsize=10, verticalalignment='top', bbox=p)
plt.text(1.4, 85.2, 'Fcoin=%.4f' % (np.mean(FC)), fontsize=10, verticalalignment='top', bbox=p)
plt.show()

plt.figure()
demanda = (np.asarray(Simul, dtype = int)).flatten()
plt.xlim(min(demanda)+1,max(demanda))
sns.distplot(x=demanda, color="dodgerblue", label="Compact")
plt.title('Histograma de Potencia:%.0f' % Nve+' usuario/s con cargador Modo 2 AC residencial de 7kW')
plt.xlabel('Potencia kW')
plt.ylabel('Probabilidad')
plt.xticks(rotation=90)
plt.show()

```

Elaboración de la curva de demanda e histograma de potencia para N clientes con estaciones de carga Semirrápida - considerando pliego tarifario por distribución muestrales.

```

"""
@Creado: 2/09/2022 10:08
@Author : ING. LUIS VILLACRÉS
@Tutor : DR. PATRICIO PESÁNTEZ
@File : Cargador Modo 3.py
"""

# cargador Modo 3: 22kW-Semirrápida
import pandas as pd
from numpy import column_stack, random
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
import seaborn as sns
from scipy.interpolate import interp1d

```

```

p = dict(boxstyle='circle', facecolor='gold', alpha=0.25)
sns.set()

N=60
SM=500
estado=['22kW']
potencia=[22000] #watt
P_estado=[1]
Simul=np.empty((0,24),int)
uso=np.empty((0,24),int)
tiempo_uso=[1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12]
hora=np.zeros(24)
sdm=[]
for i in range (SM):
    hora_carga=np.round(random.binomial(24,0.6,size=(N,1)))
    for h in range(len(hora_carga)):
        if hora_carga[h][0]>=24:
            hora_carga[h][0]=0
    tiempo_uso_aleatoria=np.round(np.random.normal(4,3.1,(N,1)))
    #hora_desayuno=np.round(random.normal(loc=7, scale=1.0, size=(N,1)))
    #hora_almuerzo=np.round(random.normal(loc=12, scale=0.5, size=(N,1)))
    for c in range (len(tiempo_uso_aleatoria)):
        while tiempo_uso_aleatoria[c]<1 or tiempo_uso_aleatoria[c]>12:
            tiempo_uso_aleatoria[c]=np.round(np.random.normal (4))

    #tiempo_uso_aleatoria=np.random.choice(tiempo_uso,(N,3),[0.01, 0.03, 0.03, 0.033, 0.05, 0.1, 0.15,
0.30, 0.15, 0.1, 0.02, 0.02])
    numero_cargador_aleatoria=np.random.choice(potencia,(N,1),P_estado)
    Curva_carga=np.empty((0,24),int)
    #hora_merienda=np.round(random.normal(loc=19, scale=1.0, size=(N,1)))
    for j in range (N):
        dura_1=int(hora_carga[j])+int(np.round(tiempo_uso_aleatoria[j][0]))
        hora[int(hora_carga[j]):dura_1]=int(numero_cargador_aleatoria[j][0])
        if dura_1>24:
            count=0
            for k in hora:
                if k>0:
                    count+=1
            dura_1=dura_1-count-int(hora_carga[j])
            hora[0:dura_1]=int(numero_cargador_aleatoria[j][0])
        Curva_carga=np.append(Curva_carga,[hora],axis=0)
        hora=np.zeros(24)
    Simul=np.append(Simul,[np.sum(Curva_carga,axis=0)],axis=0)
    sdm=np.append(sdm, np.sum(np.max(Curva_carga, axis=1)))
    plt.scatter(np.arange(0, 24, 1),(np.sum(Curva_carga,axis=0))/1000,c='lightgray',alpha=0.007)
Simul=Simul/1000
D_max=np.max(Simul, axis=1)
FC=D_max/(sdm/1000)

```

```

print(FC)
print(np.mean(FC))
print(np.mean(Simul,axis=0))

cubic_interploation_model=interp1d(np.arange(0, 24, 1),np.mean(Simul,axis=0),kind="cubic")
xs=np.linspace(0,23,50)
ys=cubic_interploation_model(xs)

plt.plot(xs, ys)
plt.xlabel('Horas')
plt.ylabel('Demanda kW')
plt.title('Curva de Potencia Horaria:%.0f' % N+' usuario/s con estación de carga Modo 3 Semi-rápida AC')
plt.xlim(0,23)
textstr = 'E(Pmax)=%.2f' % (np.max(np.mean(Simul,axis=0)))+ 'kW'
plt.text(10.4,800.2, textstr, fontsize=10, verticalalignment='top', bbox=p)
plt.text(10.4,5000.2, 'Fcoin=%.4f' % (np.mean(FC)), fontsize=10, verticalalignment='top', bbox=p)
plt.show()
plt.figure()
demanda = (np.asarray(Simul, dtype = float)).flatten()
plt.xlim(min(demanda)+1,max(demanda))
sns.distplot(x=demanda, color="dodgerblue", label="Compact")
plt.title('Histograma de Potencia:%.0f' % N+' usuario/s con estaciones de carga modo 3 semi-rápida')
plt.xlabel('Potencia kW')
plt.ylabel('Probabilidad')
plt.xticks(rotation=90)
plt.show()                                #dibuja el histograma

```

b.) Generación Distribuida (GD):

Estudio estadístico de generación fotovoltaica en la Ciudad de Cuenca- Campus Balzay. (Datos horarios de 182 días de irradiación solar). Planta Fotovoltaica de 50kW.

```

"""
@Creado: 2/09/2022 10:08
@Author : ING. LUIS VILLACRÉS
@Tutor  : DR. PATRICIO PESÁNTEZ
@File   : SCRIPT_RADIACIÓN.py
"""

import math
import statistics
import pandas as pd
import seaborn as sns
from pandas import read_excel
import numpy as np
from scipy.stats import norm
import scipy.stats as ss

```

```

from matplotlib.backends.backend_pdf import PdfPages
import matplotlib.pyplot as plt

"""
*****
*****DATOS DE LA RED *****
*****
"""

#Ingresar la hora para el estudio:
hora = 13          #valor de hora para la simulación
hora=hora-1
#Datos de Entrada
SMC = 2000        #Numero de simulación Montecarlos (SMC)

# Datos del Parque fotovoltaica:
P_Wp = 250 #[w]          Potencia nominal de cada celda condiciones estándar (STC)
Pn_PV = 50 #[MW]        Potencia nominal de la planta fotovoltaica en STC 50kW
irrad_max=1331 #[W/m^2]  Irradiación máxima
irrad_min=5 #[W/m^2]    Irradiación mínima
mu_temperatura = 16.7 #[°C]  Temperatura media
sigma_temperatura = 0.15*mu_temperatura#[°C] Temperatura desviación estandar [°C]
NOCT = 40 #[°C]        Temperatura de operación normal de la celda fotovoltaica

# Datos de la demanda L1
mu_Demanda = 0.09 #[MW]    Pactiva Activa de la demanda
sigma_Demanda = 0.05*0.5#[MW] desviación estandar de la demanda

#Variables para guardar resultados
G_pv = []    #generación Fotovoltaica
GT = []      #Generación total

# Archivo Excel
Archivo='RADIACIÓN_CAMPUS_BALZAY.XLSX'
Hoja1 = 'Irradiation'

# Funciones :
def deviation(data):
    return statistics.stdev(data)

def G_FOTOVOLTAICA(hora,D_I): #Generación fotovoltaica (hora,Dato de Radiación)
    hora = hora-1
    D_I = D_I.drop('DATOS',1)
    mean = statistics.mean(D_I.iloc[hora])
    Sigma = deviation(D_I.iloc[hora])
    I_proba = float(np.random.normal(mean,Sigma, 1))
    if I_proba < irrad_min:
        I_proba = irrad_min
    if I_proba > irrad_max:

```

```

        I_proba = irrad_max
        temp_amb_aleatoria = float(np.random.normal(mu_temperatura, sigma_temperatura,
1))
        T_cell = temp_amb_aleatoria + I_proba*((NOCT-
20)/(0.8*1000))
        gamma = 0.5/100
        Eta_STC = Pn_PV * (I_proba)
        Eta_Tcell_G = Eta_STC*(1-gamma*(T_cell-25))
        if Eta_Tcell_G > Pn_PV :
            Eta_Tcell_G= Pn_PV
        return Eta_Tcell_G      #Potencia generada de los fotovoltaica en función de la temperatura
ambiente

def Normal_demanda(hour,mu_P,sigma_P ):
    pactiva_proba = float(np.random.normal(mu_P, sigma_P, 1))
    fp_proba = 1
    preact = pactiva_proba*math.tan(math.acos(fp_proba))
    data = {'PD':[pactiva_proba],
            'QD':[preact],
            'fpD':[fp_proba]}
    df = pd.DataFrame(data)
    return df

def read_file(my_sheet, file_name):
    df = read_excel(file_name, my_sheet)
    return df

# matplotlib.patch.Patch
p = dict(boxstyle='circle', facecolor='gold', alpha=0.25)
sns.set()

...
***** 1.) MODELAR LAS VARIABLES ESTOCASTICA DE ENTRADA *****
...

...
b.) MODELAMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA 0.05MW
...

...
b.1) MODELAMIENTO DE LA IRRADIACIÓN ALEATORIA
...

data_radiacion = pd.read_excel(io = Archivo
                               ,sheet_name = Hoja1
                               ,header= 0, skiprows = 1
                               ,index_col = 0
                               ,verbose = True)

```

```

SET_RADIACION = data_radiacion.values
param_PDF_Normal = np.zeros((24, 2))

D_Irradiation = read_file(file_name=Archivo, my_sheet=Hojas1)
for i in range(0, 24):          #obtener parámetros de la distribución normal mu y sigma de cada
hora
    HORAS = SET_RADIACION[i,:]+0.0
    if sum (HORAS) == 0:
        param_PDF_Normal[i,:] = 0
    else:
        param_PDF_Normal[i,:] = norm.fit(HORAS)
I_proba = np.zeros((24,SMC))
for i in range(0, 24):          # Sortear el valor de radiación del sol
    if sum(param_PDF_Normal[i,:]) == 0:
        I_proba[i,:] = 0
    else:
        mu, sigma = param_PDF_Normal[i,0], param_PDF_Normal[i,1]
        I_proba[i,:] = ss.norm.rvs(mu, sigma, SMC)

fig, ax = plt.subplots(1,1, figsize=(6,4), dpi = 100)

n, bins, patches = ax.hist(SET_RADIACION[hora,:], 50, alpha=0.5,label='Dato de Radiación',
density=True, histtype='stepfilled', color='sienna')
n, bins, patches = ax.hist(I_proba[hora,:], 50,alpha=0.5, label='Radiación Aleatoria', density=True,
histtype='stepfilled', color='turquoise',edgecolor = 'black')
mu, sigma = param_PDF_Normal[hora,0], param_PDF_Normal[hora,1]
def normal(bins,mu,sigma):
    if (mu ==0 ) and (sigma == 0):
        return 0*bins
    else:
        return ((1 / (np.sqrt(2 * np.pi) * sigma)) * np.exp(-0.5 * (1 / sigma * (bins - mu)**2))
ax.plot(bins, normal(bins,mu,sigma),ls='-.',markersize="1",label='PDF Normal', color='k') # Grafica
distribución de Irradiación
ax.set_xlabel('Radiación [W/m^2]',fontsize=11)
ax.set_ylabel('Frecuencia',fontsize=11)
ax.set_title('Laboratorio de Microrredes: Irradiación del Sol a la/las'+str(hora+1)+':00',fontsize=11)
ax.legend(loc='best')
textstr = '$\mu=%.3f$\n$\sigma=%.3f$' % (mu, sigma)
ax.text(0.2, 0.5, textstr, transform=ax.transAxes, fontsize=10, verticalalignment='top', bbox=p)

fig.tight_layout()
plt.show()
...

b.2) MODELAMIENTO DE LA TEMPERATURA AMBIENTE ALEATORIA
...

mu    = mu_temperatura
sigma = sigma_temperatura

```

```

temp_amb_aleatoria = ss.norm.rvs(mu, sigma, SMC)
fig, ax = plt.subplots(figsize=(7, 6))
n, bins, patches = ax.hist(temp_amb_aleatoria, 50,alpha=0.5,label='Temperatura aleatoria',
density=True, histtype='stepfilled', color='turquoise',edgecolor = 'black')
def normal(bins,mu,sigma):
    if (mu ==0 ) and (sigma == 0):
        return 0*bins
    else:
        return ((1 / (np.sqrt(2 * np.pi) * sigma)) * np.exp(-0.5 * (1 / sigma * (bins - mu)**2)) #
FÓRMULA DE PDF NORMAL

ax.plot(bins, normal(bins, mu, sigma),ls='-.',markersize="1", label='PDF Normal', color='k') # GRÁFICA
NORMAL - TEMPERATURA
ax.set_xlabel('Temperatura [°C]',fontsize=11)
ax.set_ylabel('Frecuencia',fontsize=11)
ax.set_title('Temperatura Ambiente Aleatoria a la/las'+str(hora+1)+':00',fontsize=11)
ax.legend(loc='upper right')
textstr = '$\mu$=%.2f$\sigma$=%.2f$' % (mu, sigma)
ax.text(0.4, 0.2, textstr, transform=ax.transAxes, fontsize=10, verticalalignment='top', bbox=p)

fig.tight_layout()
plt.show()
...

b.3) MODELAMIENTO DE LA GENERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA DE LA PV
...

TCA = np.zeros((24, SMC)) #Temperatura de la Celda aleatoria (TCA)
for i in range(0, 24):
    TCA[i] = temp_amb_aleatoria + (I_proba[i]/1000) * (NOCT-20)/(0.8)

Eta_STC = np.zeros((24,SMC)) #Eta (STC)
for i in range(0,24):
    Eta_STC[i] = Pn_PV * (I_proba[i]/1000)/(1)

gamma = 0.5/100
Eta_Tcell_G = np.zeros((24,SMC)) #Potencia fotovoltaica aleatoria
Eta_Tcell_G[hora] = Eta_STC[hora] * (1 - (gamma)*(TCA[hora]-25)) #Potencia fotovoltaica aleatoria
para cada hora

# GRAFICAR POTENCIA GENERADA ALEATORIA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA:
fig, ax = plt.subplots(1,1, figsize=(5,4), dpi = 100)
n, bins, patches = ax.hist(Eta_Tcell_G[hora],50, alpha=0.5,label='Generación PV Aleatoria',
density=True, histtype='stepfilled', color='turquoise',edgecolor = 'black')
mu, sigma = norm.fit(Eta_Tcell_G[hora])[0], norm.fit(Eta_Tcell_G[hora])[1]
ax.plot(bins, normal(bins, mu, sigma),ls='-.',markersize="1",label='PDF Normal', color='k') # GRÁFICA
PDF NORMAL
ax.set_xlabel('Potencia [kW]',fontsize=11)
ax.set_ylabel('Frecuencia',fontsize=11)
ax.set_title('Generación Fotovoltaica a la/las '+str(hora+1)+':00',fontsize=11)

```

```

textstr = '$\mu=%.2f$\n$\sigma=%.2f$' % (mu, sigma)
ax.text(0.4, 0.2, textstr, transform=ax.transAxes, fontsize=10, verticalalignment='top', bbox=p)
ax.legend(loc='best')
fig.tight_layout()
plt.show()

```

c.) Capacidad óptima para estaciones de carga rápida de uso público y generación distribuida:

Capacidad y ubicación de estaciones de carga rápida en el Alimentador 0500040V04-CENTROSUR.

```

"""
@Creado: 2/09/2022 10:08
@Author : ING. LUIS VILLACRÉS
@Tutor : DR. PATRICIO PESÁNTEZ
@File : EVFSC.py
"""

import math
from pickle import TRUE
import pandas as pd
import matplotlib
from numpy import column_stack, random
import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns
from scipy.interpolate import interp1d
import numpy as np
from datetime import datetime
from scipy.stats import poisson

SM=200
Nve=400
p = dict(boxstyle='circle', facecolor='gold', alpha=0.25)
sns.set()

origin = ['00:00',
          '00:15',
          '00:30',
          '00:45',
          '1:00',
          '1:15',
          '1:30',
          '1:45',
          '2:00',
          '2:15',
          '2:30',
          '2:45',
          '3:00',

```

'3:15',
'3:30',
'3:45',
'4:00',
'4:15',
'4:30',
'4:45',
'5:00',
'5:15',
'5:30',
'5:45',
'6:00',
'6:15',
'6:30',
'6:45',
'7:00',
'7:15',
'7:30',
'7:45',
'8:00',
'8:15',
'8:30',
'8:45',
'9:00',
'9:15',
'9:30',
'9:45',
'10:00',
'10:15',
'10:30',
'10:45',
'11:00',
'11:15',
'11:30',
'11:45',
'12:00',
'12:15',
'12:30',
'12:45',
'13:00',
'13:15',
'13:30',
'13:45',
'14:00',
'14:15',
'14:30',
'14:45',
'15:00',

```
'15:15',
'15:30',
'15:45',
'16:00',
'16:15',
'16:30',
'16:45',
'17:00',
'17:15',
'17:30',
'17:45',
'18:00',
'18:15',
'18:30',
'18:45',
'19:00',
'19:15',
'19:30',
'19:45',
'20:00',
'20:15',
'20:30',
'20:45',
'21:00',
'21:15',
'21:30',
'21:45',
'22:00',
'22:15',
'22:30',
'22:45',
'23:00',
'23:15',
'23:30',
'23:45']

a = [datetime.strptime(d, '%H:%M') for d in origin]
x = matplotlib.dates.date2num(a)
formatter = matplotlib.dates.DateFormatter('%H:%M')

archivo='F:/programación/VE.xlsx'
df = pd.read_excel(archivo, sheet_name='cargador DC rapido-60kW')
marca=['bus_8m', 'bus_12m BYD K9G', 'Auto1', 'Auto2', 'Auto3', 'Camioneta', 'JEP', 'Camión']
VE_ocorrente=[0.000, 0.000, 0.25, 0.142, 0.250, 0.183, 0.075, 0.1]
#VE_ocorrente=[0.1428, 0.1428 ,0.1428 ,0.1428, 0.1428 ,0.1428 ,0.1428 ,0.1428 ]
k=1
while k<len(VE_ocorrente):
    for i in VE_ocorrente:
        if i==0:
```

```

        ub=VE_ocurrente.index(i)
        VE_ocurrente.pop(ub)
        marca.pop(ub)
    k+=1

Curva_carga=np.empty((0,96),int)
Simul=np.empty((0,96),int)
valor=np.delete(df.values,np.s_[96:],0)
Count=0
a=[]
sdm=[]
for i in range (SM):
    hora_aleatoria=poisson.rvs(mu=57, size=(Nve,5)) #57 representa a las 2pm
    #hora_aleatoria=np.int0(np.round(np.random.normal(53,3,size=(Nve,1)),0))
    carga=np.random.exponential(0.25,(Nve,1))
    for c in range (len(carga)):
        while carga[c]>1 or carga[c]<0:
            carga[c]=np.random.exponential (0.25)
    #carga=np.random.rand(Nve,1)*0.9
    marca_aleatoria=np.random.choice(marca,(Nve,1),VE_ocurrente)
    Curva_carga=np.empty((0,96),int)
    #Eventos de carga de VEs por día
    for j in range (Nve):
        ub=np.where(np.array(df.keys())==marca_aleatoria[j])
        h=hora_aleatoria[j]
        Curva_carga=np.append(Curva_carga,np.roll(valor.T[ub[0]],h),axis=0)
        for k in range (len(Curva_carga[:,56])):
            if Curva_carga[:,56][k]>0 or Curva_carga[:,56+1][k]>0 or Curva_carga[:,56+2][k]>0 or
Curva_carga[:,56+3][k]>0 or Curva_carga[:,56+4][k]>0:
                Count+=1
        a.append(Count)
        Count=0
    Simul=np.append(Simul,[np.sum(Curva_carga,axis=0)],axis=0)
    sdm=np.append(sdm, np.sum(np.max(Curva_carga, axis=1)))
    #plt.scatter(np.arange(0, 96, 1),(np.sum(Curva_carga,axis=0)),c='lightgray',alpha=0.007)
    print(Simul)
D_max=np.max(Simul, axis=1) #[kW]
FC=D_max/(sdm/4)      #[kW*4min]*[1h/60min]=kWh
print(FC)
print(np.mean(FC))
print(np.max(FC))
print(np.mean(Simul,axis=0))
figure = plt.figure()
axes = figure.add_subplot(1, 1, 1)
axes.xaxis.set_major_formatter(formatter)
plt.setp( axes.get_xticklabels(), rotation = 15)
axes.plot(x, np.mean(Simul,axis=0), lw=2, label='Valor medio')
axes.plot(x, np.max(Simul,axis=0), lw=2, label='Valor máximo', alpha=0.25)

```

```

axes.plot(x, np.min(Simul,axis=0), lw=2, label='Valor mínimo', alpha=0.25)
axes.set_ylabel('Potencia [kW]',fontsize=11)
axes.set_xlabel('Tiempo',fontsize=11)
axes.set_title('Curva de Potencia Horaria de FCS con:%.0f' % Nve+'VEs',fontsize=11)
axes.legend(bbox_to_anchor=(0., 1.02, 1., .115), loc=0, ncol=3, mode="expand", borderaxespad=0.2)
textstr = 'E(Pmax)=%.2f' % (np.max(np.mean(Simul,axis=0)))+ 'kW \n Fcoin=%.4f' % (np.mean(FC))
axes.text(0.4, 1.8, textstr, transform=axes.transAxes, fontsize=10, verticalalignment='top', bbox=p)
#axes.text(0.4, 0.5, 'Fcoin=%.4f' % (np.mean(FC)), transform=axes.transAxes, fontsize=10,
verticalalignment='top', bbox=p)
plt.show()
plt.figure()
demanda = (np.asarray(Simul, dtype = float)).flatten()
plt.xlim(min(demanda)+1,max(demanda))
sns.distplot(x=demanda, color="dodgerblue", label="Compact")
axes.set_title('Curva de Potencia Horaria de FCS con:%.0f' % Nve+'VEs',fontsize=11)
plt.title('Histograma de potencia con:%.0f' % Nve+'VEs',fontsize=11)
plt.xlabel('Potencia kW')
plt.ylabel('Probabilidad')
plt.xticks(rotation=90)
plt.show() #dibujar el histograma

```

```

###TEORÍA DE COLA - CAPACIDAD OPTIMA DE ESTACIONES DE CARGA RÁPIDA ###

```

```

lamb= round(np.mean(a)) #[Numero de VEs por hora]
print(lamb)
x_t= 38 *1/60 #[hor] tiempo de carga promedio 47min en estaciones de carga rápida
u= 1/x_t
rho= lamb/u
result_Po=[]
result_Ws=[]
FCS=[]
for s in range (1,100):
    rho_s= lamb/(u*s)
    if rho_s<1:
        suma=0
        for i in range (s):
            suma += rho**i/math.factorial(i)
        Po= 1/((suma)+ ((rho**s)/(math.factorial(s)*(1-rho_s))))
        Lq= ((rho**s * lamb * u)/(math.factorial(s-1) * (s*u - lamb**2))*Po
        Ls= Lq+rho
        Wq= Lq/lamb
        Ws= Wq+(1/u)
        result_Po.append(Po)
        result_Ws.append(Ws)
        FCS.append(s)
print('el resultado Po es:',result_Po)
print('el resultado ws es: ',result_Ws)
y1 = result_Po
y2 = result_Ws

```

```

fig, ax1 = plt.subplots()
ax2 = ax1.twinx()
ax1.plot(FCS,y1,'g-')
ax2.plot(FCS,y2,'b-')
ax1.set_ylabel("Po",color='g',fontsize=11 )
ax2.set_ylabel("Ws",color='b', fontsize=11)
ax1.set_xlabel('Número de Cargadores',fontsize=11)
ax1.set_title('Valor óptimo de FCS con:%.0f' % Nve+'VEs',fontsize=11)
plt.show()

```

CARGAR DATOS A LA CONSOLA DE CYMY- Ubicación y Capacidad de generación distribuida en el Alimentador 0500040V04-CENTROSUR.

```

"""
@Creado: 2/09/2022 10:08
@Author : ING. LUIS VILLACRÉS
@Tutor : DR. PATRICIO PESÁNTEZ
@File : Cargar datos a la consola de CYMY.py
"""

#Cargar datos a la consola de CYMY
#ingresar el Excel para inicial CARGAR DATO A CYME
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import cymy as cy
import string
import locale

locale.setlocale(locale.LC_NUMERIC, '') #establece la información de localismo
archivo='C:/Users/Personal/Desktop/Alim.centrosur/Análisis de capacidad de integración en cada
nodo.xlsx'
df = pd.read_excel(archivo, sheet_name='Estudio_Alím0424')
NameAlim ='NODOFUENTE-0500040V04'#Nombre del Alimentador de la red de Distribución
nodo      =list(df.values[:,0]) #Conjunto de todos los nodos del alimentador
up        =list(df.values[:,2]) #Número máximo de GD en el nodo
C_inv_GD  =list(df.values[:,3]) #Costo de inversión de GD Pnominal 50kW
C_main_GD =list(df.values[:,4]) #Costo anual de operación y mantenimiento por GD 3% del costo de inv.
low       =list(df.values[:,5]) #Número de GD actual en el nodo
presentGD =list(df.values[:,6]) #Número de GD actual en el nodo
SB_n      =df.values[:,0][0]    #Nodo S/E del alimentador
k1        =2.1                  #Fracciones de la carga pico de un alimentador
k2        =1.5                  #Fracciones de la carga pico de un alimentador
N_state   =[0.85,0.9,0.45]     #Número de todos los estados generados por la convolución de PDF para
todos los elementos.
P_GDnom   =50#kW                #Potencia nominal de una unidad GD

p_elec=0.52                      #Costo de la electricidad.

```

```

SD_h=[125,250,75]          #Carga normalizada que combina la carga generada con la demanda de
vehículos eléctricos residenciales en el estado h
SW_h=[80,100,50]          #Potencia de salida generada por DG en cada estado h.
nodo.pop(0)
C_inv_GD.pop(0)
C_main_GD.pop(0)
up.pop(0)
low.pop(0)
presentGD.pop(0)

```

CODIGO PSO - Ubicación y Capacidad de generación distribuida en el Alimentador 0500040V04-CENTROSUR.

```

"""
@Time : 2/09/2022 10:08
@author : ING. LUIS VILLACRÉS
@Tutor : ING. Patricio Pesántez
@File : código PSO en Alim0424.py
"""

import math
import random
import numpy as np
import string
import locale
import cympy
#import matplotlib.pyplot as plt

locale.setlocale(locale.LC_NUMERIC, '') #establece la información de localismo
#desactivar la referencia GUI
cympy.app.ActivateRefresh(False)

#Parametros de red
loadflow=cympy.sim.LoadFlow() #cargar dato de sistema y configurar corrida de flujos
loadflow.SetValue('NewtonRaphsonUnbalanced', 'ParametersConfigurations[0].AnalysisMode')
loadflow.SetValue(60, 'ParametersConfigurations[0].MaximumIterations')
loadflow.SetValue(0.1, 'ParametersConfigurations[0].VoltageTolerance')
#loadflow.SetValue('FromLibrary',
'ParametersConfigurations[0].LoadFlowVoltageSensitivityLoadModel.Mode')

NameAlim ='ALIM-0500040V04' #Nombre del Alimentador de la red de Distribución

Alim=cympy.study.ListNetworks()
Alim=Alim[Alim.index(NameAlim)] #Seleccionar alimentador en analizar
#nodes = cympy.study.ListNodes(cympy.enums.NodeType.All, Alim)
node_SE=cympy.study.ListNodes(cympy.enums.NodeType.SourceNode, Alim)[0]
#nodes.remove(node_SE)

```

```

#nodo=[]
#for i in nodes:
#   if cympy.study.QueryInfoNode('Phase',i.ID)=='ABC' and cympy.study.QueryInfoNode('KVLLBase',i.ID)=='22,000' and cympy.study.QueryInfoNode('NodeState',i.ID)!='Fuente' and
cympy.study.QueryInfoNode('NodeState',i.ID)!='Interconectado':
#       nodo.append(i)
j=1
for i in nodo:
    cympy.eq.Add(f'MG{j}', cympy.enums.EquipmentType.ElectronicConverterGenerator)
    my_g_eq=cympy.eq.GetEquipment(f'MG{j}', cympy.enums.EquipmentType.ElectronicConverterGenerator)

    new_GD_id = cympy.study.AddSection(f'NEW_GD_ID{j}',Alim,f'NEW_GD_NUM{j}',
cympy.enums.DeviceType.ElectronicConverterGenerator,i,f'NEW_NODE{j}')
    j=j+1

class PSO:
    def __init__(self,dimension,time,size,low,up,v_low,v_high):
        # inicializar

        self.dimension = dimension # número de variables
        self.time      = time # álgebra iterativa
        self.size      = size # tamaño de la poblacion
        self.bound     = [] # limites de variables
        self.bound.append(low)
        self.bound.append(up)
        self.v_low     = v_low
        self.v_high    = v_high
        self.x = np.zeros((self.size, self.dimension)) # posición de todas las partículas
        self.v = np.zeros((self.size, self.dimension)) # velocidad de todas las partículas
        self.p_best = np.zeros((self.size, self.dimension)) # La posición óptima de cada partícula.
        self.g_best = np.zeros((1, self.dimension))[0] #La posición óptima global

        # Inicializar la solución óptima local inicial
        temp = 1000000
        for i in range(self.size):
            for j in range(self.dimension):
                self.x[i][j] = np.round(random.uniform(self.bound[0][j], self.bound[1][j]))
                self.v[i][j] = np.round(random.uniform(self.v_low, self.v_high))
            self.p_best[i] = self.x[i] # almacenar el mejor individuo
            fit = self.fitness(self.p_best[i])
            # Inicializar solución global
            if fit<temp:
                self.g_best = self.p_best[i]
                temp = fit
        def fitness(self, X):
            j=1

```

```

    for i in nodo:
        ecg=cumpy.study.GetDevice(f'NEW_GD_NUM{j}', cumpy.enums.DeviceType.ElectronicConverterGenerator)
        ecg.SetValue(P_GDnom*X[j-1], 'GenerationModels[0],.ActiveGeneration')
        j=j+1
    loadflow.Run()
    coste_perdidas=float(cumpy.study.QueryInfoNode('DwKWLossTotal',
node_SE.ID).replace(',','.'))*p_elec*8760
    res=np.sum((C_inv_GD*X)+(C_main_GD*X))+coste_perdidas/1000
    return res

def update(self, size):
    c1 = 0.5 # Factor de aprendizaje
    c2 = 0.3
    w = 0.9 # Factor de auto ponderación
    for i in range(size):
        ## Velocidad de actualización (fórmula básica)
        self.v[i] = w * self.v[i] + c1 * random.uniform(0, 1) * (
            self.p_best[i] - self.x[i]) + c2 * random.uniform(0, 1) * (self.g_best -
self.x[i])
        # Límite de velocidad
        for j in range(self.dimension):
            if self.v[i][j] < self.v_low:
                self.v[i][j] = self.v_low
            if self.v[i][j] > self.v_high:
                self.v[i][j] = self.v_high

        # actualizar ubicación
        self.x[i] = np.round(self.x[i] + self.v[i])
        # Restricciones de ubicación
        for j in range(self.dimension):
            if self.x[i][j] < self.bound[0][j]:
                self.x[i][j] = self.bound[0][j]
            if self.x[i][j] > self.bound[1][j]:
                self.x[i][j] = self.bound[1][j]
        self.x=abs(self.x)
        # Actualizar p_best y g_best
        if self.fitness(self.x[i]) < self.fitness(self.p_best[i]):
            self.p_best[i] = self.x[i]
        if self.fitness(self.x[i]) < self.fitness(self.g_best):
            self.g_best = self.x[i]

def pso(self):
    best = []
    for gen in range(self.time):
        self.update(self.size)
        temp = self.fitness(self.g_best)
        print('{} :{}'.format(self.g_best,temp))
        best.append(temp)

```

```
t = [i for i in range(self.time)]
print(self.g_best)
print(temp)
print(best)
plt.figure()
plt.plot(t, best, color='red', marker='.', ms=15)
plt.rcParams['axes.unicode_minus'] = False
plt.margins(0)
plt.xlabel(u"Iteraciones")
plt.ylabel(u"Costos")
plt.title(u"Costos vs Iteración")
plt.show()

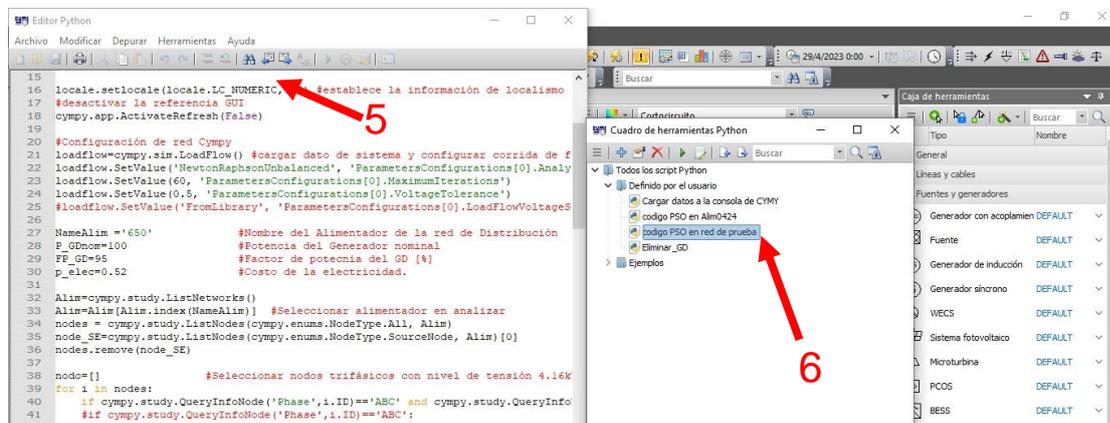
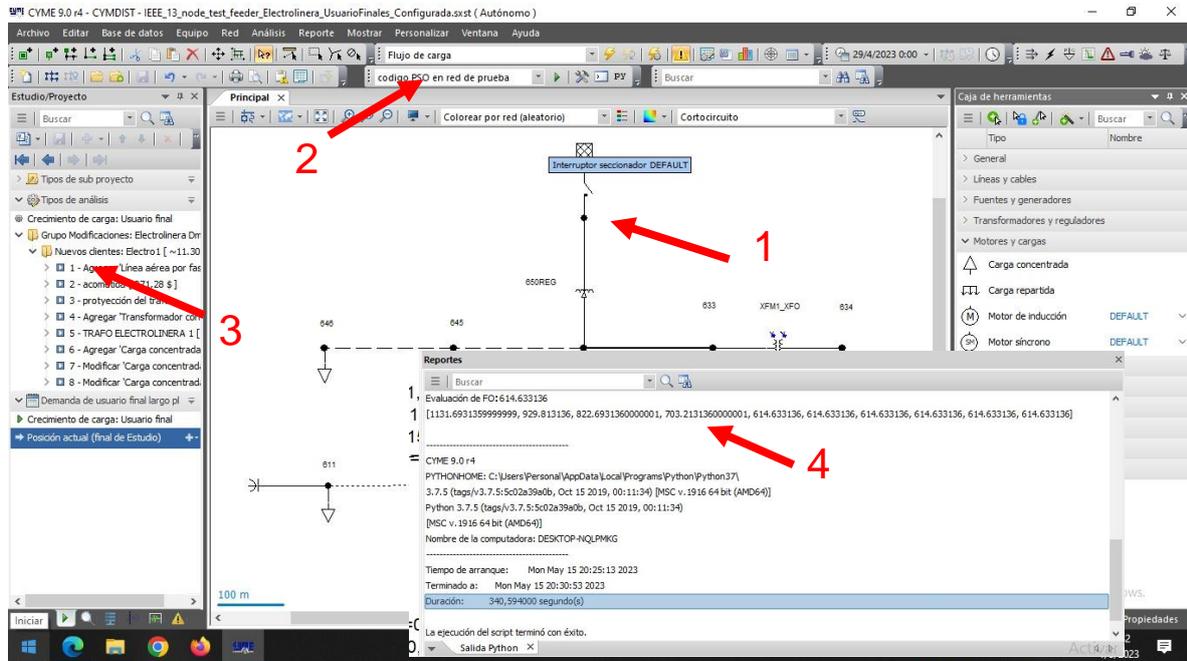
if __name__ == '__main__':
    time = 15
    size = 400
    dimension = len(nodo)
    v_low = -1
    v_high = 1
    pso = PSO(dimension, time, size, low, up, v_low, v_high)
    pso.pso()
cympy.app.ActivateRefresh(True)
```

Anexo G: Datos de Ingreso para la red de prueba de 13 nodos de la IEEE

Tabla 0.1 Datos de ingreso para la red de prueba de 13 nodos de la IEEE

Nombre nodo	Nombre red	IC Max (kW)	IC Carga (kW)	IC Límites de la carga (kW)	IC Variación de voltios (kW)	IC Flujo inverso (kW)	Mantenimiento	Costos
7	650	585.9	1000.0	1000.0	1000.0	585.9	3	12
RG60	650	585.9	1000.0	1000.0	1000.0	585.9	2	25
632	650	0.0	1000.0	0.0	1000.0	585.9	1	10
633	650	0.0	1000.0	0.0	1000.0	585.9	4	23
634	650	0.0	830.5	0.0	1000.0	585.9	2	14
671	650	0.0	1000.0	0.0	1000.0	585.9	1	15
680	650	0.0	1000.0	0.0	1000.0	585.9	3	20
692	650	0.0	453.4	0.0	1000.0	585.9	1	15
675	650	0.0	456.8	0.0	1000.0	585.9	1	16

Anexo H: Trabajo de entorno de programación CYME



1. Red de estudio
2. Barra de herramienta de Python
3. Estudio/ Proyecto
4. Reporte de resultado del algoritmo PSO
5. Editor de Python
6. Cuadro de herramienta de Python

Anexo I: Resultados iterativos de la capacidad de integración por flujo inverso Alimentador 0424

Tabla 0.2 Resultado iterativo de la capacidad de integración por flujo inverso

Nro.	Nombre nodo	Nombre red	IC Max (kW)	IC Carga (kW)	IC Límites de la carga (kW)	IC Variación de voltios (kW)	IC Flujo inverso (kW)	Dmax=FS*IC Flujo Inver	Generador Distribuido nominal =100kW: Nodos>100kW
1	NODOFUENTE-0500040V04	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
2	MTA_S_33280	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
3	MTS_S_3249	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
4	MTA_S_26518	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
5	MTA_S_25461	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
6	MTA_S_25450	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
7	MTA_S_26520	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
8	MTA_S_26521	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
9	MTA_S_26519	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
10	MTA_S_35894	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
11	MTA_S_39957	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
12	MTA_S_35895	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
13	MTA_S_35896	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
14	MTA_S_153070	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
15	MTA_S_36183	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
16	MTA_S_31662	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
17	MTA_S_31663	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
18	MTA_S_31899	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
19	MTA_S_31665	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
20	MTA_S_31666	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
21	MTA_S_31659	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
22	MTA_S_31660	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
23	MTA_S_31661	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
24	MTA_S_82331	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
25	MTA_S_82330	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
26	MTS_S_3749	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
27	MTA_S_28046	ALIM-0500040V04	428.3	7117.5	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
28	MTA_S_35855	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI

29	MTA_S_35856	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
30	MTA_S_35857	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
31	MTA_S_35858	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
32	MTA_S_35851	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
33	MTA_S_35852	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
34	MTA_S_35853	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
35	MTA_S_38007	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
36	MTA_S_37751	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
37	MTA_S_37752	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
38	MTA_S_37753	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
39	MTA_S_37754	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
40	MTA_S_37749	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
41	MTA_S_39707	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	9803.7	10000.0	428.3	428.3	SI
42	MTA_S_39712	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	9808.6	10000.0	428.3	428.3	SI
43	MTA_S_37743	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	9794.0	10000.0	357.1	357.1	SI
44	MTA_S_37744	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	9629.0	10000.0	357.1	357.1	SI
45	MTA_S_37745	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	9456.3	10000.0	357.1	357.1	SI
46	MTA_S_37746	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	9262.5	10000.0	357.1	357.1	SI
47	MTA_S_37747	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	9066.3	10000.0	357.1	357.1	SI
48	MTA_S_107383	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	8843.6	10000.0	357.1	357.1	SI
49	MTA_S_107384	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	8614.3	10000.0	357.1	357.1	SI
50	MTA_S_107385	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	8410.5	10000.0	357.1	357.1	SI
51	MTA_S_107381	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	8250.0	10000.0	357.1	357.1	SI
52	MTA_S_107382	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	8079.6	10000.0	357.1	357.1	SI
53	MTA_S_38012	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	7909.6	10000.0	357.1	357.1	SI
54	MTA_S_37757	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	7749.4	10000.0	357.1	357.1	SI
55	MTA_S_37758	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	7611.0	10000.0	357.1	357.1	SI
56	MTA_S_40115	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	7534.5	10000.0	357.1	357.1	SI
57	MTA_S_159541	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	7465.0	10000.0	357.1	357.1	SI
58	MTA_S_159540	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	7468.2	10000.0	357.1	357.1	SI
59	MTA_S_37759	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	7459.1	10000.0	347.4	347.4	SI
60	MTA_S_37760	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	7313.3	10000.0	347.4	347.4	SI
61	MTA_S_112721	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	7203.1	10000.0	347.4	347.4	SI
62	MTS_S_21175	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	7120.7	10000.0	347.4	347.4	SI
63	MTA_S_112723	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	7125.5	10000.0	347.4	347.4	SI
64	MTA_S_112724	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6998.0	10000.0	347.4	347.4	SI
65	MTA_S_39952	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6849.6	10000.0	347.4	347.4	SI
66	MTA_S_32233	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6747.9	10000.0	347.4	347.4	SI
67	MTA_L_160544	ALIM-0500040V04	0.0	10000.0	6755.0	10000.0	0.0	0.0	NO
68	MTA_S_160544	ALIM-0500040V04	0.0	10000.0	6755.3	10000.0	0.0	0.0	NO
69	MTA_S_42937	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6753.7	10000.0	347.4	347.4	SI
70	MTA_S_42938	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	6756.8	10000.0	303.2	303.2	SI
71	MTA_S_42939	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	6656.8	10000.0	303.2	303.2	SI
72	MTA_S_42940	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	6535.4	10000.0	303.2	303.2	SI
73	MTA_S_42931	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	6434.4	10000.0	303.2	303.2	SI

74	MTA_S_42932	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	6340.8	10000.0	303.2	303.2	SI
75	MTA_S_42929	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	6255.5	10000.0	303.2	303.2	SI
76	MTA_S_42930	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	6089.5	10000.0	303.2	303.2	SI
77	MTA_S_167093	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	5951.1	10000.0	303.2	303.2	SI
78	MTA_S_171258	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	5885.4	10000.0	303.2	303.2	SI
79	MTA_S_39808	ALIM-0500040V04	303.2	9717.9	5887.7	10000.0	303.2	303.2	SI
80	MTA_S_44136	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6029.6	10000.0	347.4	347.4	SI
81	MTA_S_40596	ALIM-0500040V04	303.2	5443.4	5958.8	10000.0	303.2	303.2	SI
82	MTA_S_40597	ALIM-0500040V04	303.2	5443.4	5959.0	10000.0	303.2	303.2	SI
83	MTA_S_42919	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	5951.7	10000.0	303.2	303.2	SI
84	MTA_S_42920	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	5840.5	10000.0	303.2	303.2	SI
85	MTA_S_42925	ALIM-0500040V04	303.2	10000.0	5736.1	10000.0	303.2	303.2	SI
86	MTA_S_42926	ALIM-0500040V04	52.9	10000.0	5665.0	10000.0	52.9	52.9	NO
87	MTA_L_42926	ALIM-0500040V04	52.9	10000.0	5671.0	10000.0	52.9	52.9	NO
88	MTA_S_42924	ALIM-0500040V04	52.9	10000.0	5670.8	10000.0	52.9	52.9	NO
89	MTA_S_122016	ALIM-0500040V04	52.9	10000.0	5672.9	9990.7	52.9	52.9	NO
90	MTS_S_63775	ALIM-0500040V04	52.9	7180.0	5673.0	9986.3	52.9	52.9	NO
91	MTS_S_63780	ALIM-0500040V04	52.9	5960.2	5468.5	9575.5	52.9	52.9	NO
92	MTA_S_42923	ALIM-0500040V04	52.9	10000.0	5674.5	9880.2	52.9	52.9	NO
93	MTA_S_42266	ALIM-0500040V04	52.9	10000.0	5676.8	9731.0	52.9	52.9	NO
94	MTA_S_121948	ALIM-0500040V04	52.9	10000.0	5617.6	10000.0	52.9	52.9	NO
95	MTS_L_63774	ALIM-0500040V04	52.9	10000.0	5621.5	10000.0	52.9	52.9	NO
96	MTS_S_63774	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	5353.8	9647.6	49.7	49.7	NO
97	MTA_S_42949	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	5357.4	9645.1	49.7	49.7	NO
98	MTA_S_48521	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	5297.3	9545.5	49.7	49.7	NO
99	MTA_S_42945	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	5229.5	9422.9	49.7	49.7	NO
100	MTA_S_42946	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	5154.8	9287.9	49.7	49.7	NO
101	MTA_S_42947	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	5102.7	9193.8	49.7	49.7	NO
102	MTA_S_42948	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	5050.4	9099.3	49.7	49.7	NO
103	MTA_S_42942	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	4997.5	9003.8	49.7	49.7	NO
104	MTS_S_3067	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	5002.3	9003.5	49.7	49.7	NO
105	MTA_S_48522	ALIM-0500040V04	3.7	7909.4	4957.4	8933.5	3.7	3.7	NO
106	MTA_S_42941	ALIM-0500040V04	3.7	7909.4	4962.2	8933.2	3.7	3.7	NO
107	MTA_S_48525	ALIM-0500040V04	3.7	7910.6	4908.6	8845.4	3.7	3.7	NO
108	MTA_S_191909	ALIM-0500040V04	3.7	7911.6	4872.7	8780.4	3.7	3.7	NO
109	MTS_L_130574	ALIM-0500040V04	3.7	7911.7	4875.8	8777.0	3.7	3.7	NO
110	MTS_S_130574	ALIM-0500040V04	1.7	7911.8	4869.2	8774.1	1.7	1.7	NO
111	MTS_S_124323	ALIM-0500040V04	1.7	7912.3	4848.8	8738.6	1.7	1.7	NO
112	MTS_S_124322	ALIM-0500040V04	1.7	7913.2	4821.1	8690.1	1.7	1.7	NO
113	MTS_S_124321	ALIM-0500040V04	1.7	7913.6	4806.8	8664.7	1.7	1.7	NO
114	MTS_S_124320	ALIM-0500040V04	1.7	7914.6	4774.4	8608.3	1.7	1.7	NO
115	MTS_S_124319	ALIM-0500040V04	1.7	7916.2	4722.9	8518.1	1.7	1.7	NO
116	MTS_S_124318	ALIM-0500040V04	1.7	7917.9	4668.7	8423.1	1.7	1.7	NO
117	MTS_S_124317	ALIM-0500040V04	1.7	7918.6	4647.8	8386.4	1.7	1.7	NO
118	MTS_S_124316	ALIM-0500040V04	1.7	7918.9	4638.0	8369.1	1.7	1.7	NO

119	MTS_S_124315	ALIM-0500040V04	1.7	7920.5	4588.4	8282.2	1.7	1.7	NO
120	MTS_S_123962	ALIM-0500040V04	1.7	7922.4	4532.3	8183.7	1.7	1.7	NO
121	MTS_S_122764	ALIM-0500040V04	1.7	7923.1	4511.9	8147.9	1.7	1.7	NO
122	MTS_S_122759	ALIM-0500040V04	1.7	7923.5	4500.1	8126.9	1.7	1.7	NO
123	MTS_S_122758	ALIM-0500040V04	1.7	7924.4	4472.4	8078.5	1.7	1.7	NO
124	MTS_S_122751	ALIM-0500040V04	1.7	7924.8	4463.7	8063.2	1.7	1.7	NO
125	MTS_S_139474	ALIM-0500040V04	1.7	7924.8	4467.9	8062.0	1.7	1.7	NO
126	MTS_S_132239	ALIM-0500040V04	1.7	7924.8	4462.4	8061.0	1.7	1.7	NO
127	MTS_S_132238	ALIM-0500040V04	1.7	7924.8	4466.9	8060.1	1.7	1.7	NO
128	MTS_S_122746	ALIM-0500040V04	1.7	7924.9	4461.1	8058.7	1.7	1.7	NO
129	MTS_S_122744	ALIM-0500040V04	0.0	9041.4	3925.3	7072.9	0.0	0.0	NO
130	MTS_S_132251	ALIM-0500040V04	1.7	5974.0	4464.0	8055.1	1.7	1.7	NO
131	MTS_S_132252	ALIM-0500040V04	1.7	5974.0	4457.7	8052.7	1.7	1.7	NO
132	MTS_S_132250	ALIM-0500040V04	1.7	5974.1	4461.6	8050.9	1.7	1.7	NO
133	MTS_S_122749	ALIM-0500040V04	1.7	5974.1	4455.7	8049.0	1.7	1.7	NO
134	MTS_S_122754	ALIM-0500040V04	1.7	5973.8	4460.8	8017.9	1.7	1.7	NO
135	MTS_S_122755	ALIM-0500040V04	1.7	5975.2	4461.9	7899.9	1.7	1.7	NO
136	MTS_S_122762	ALIM-0500040V04	1.7	5975.7	4462.3	7850.6	1.7	1.7	NO
137	MTS_S_123960	ALIM-0500040V04	1.7	5976.7	4413.3	7768.2	1.7	1.7	NO
138	MTS_S_123963	ALIM-0500040V04	1.7	5979.3	4288.7	7553.8	1.7	1.7	NO
139	MTS_S_123964	ALIM-0500040V04	1.7	5981.7	4185.8	7376.8	1.7	1.7	NO
140	MTS_S_123965	ALIM-0500040V04	1.7	5982.2	4165.1	7341.1	1.7	1.7	NO
141	MTS_S_124302	ALIM-0500040V04	1.7	5983.8	4093.6	7217.9	1.7	1.7	NO
142	MTS_S_124303	ALIM-0500040V04	1.7	5984.0	4086.8	7206.0	1.7	1.7	NO
143	MTS_S_124304	ALIM-0500040V04	1.7	5984.1	4088.2	7200.0	1.7	1.7	NO
144	MTS_S_124305	ALIM-0500040V04	1.7	5984.2	4082.1	7198.1	1.7	1.7	NO
145	MTS_S_122756	ALIM-0500040V04	1.7	5972.8	4437.2	8016.6	1.7	1.7	NO
146	MTS_S_122757	ALIM-0500040V04	1.7	5974.1	4370.3	7898.5	1.7	1.7	NO
147	MTS_S_122763	ALIM-0500040V04	1.7	5974.7	4342.1	7848.8	1.7	1.7	NO
148	MTS_S_123961	ALIM-0500040V04	1.7	5975.7	4295.2	7765.9	1.7	1.7	NO
149	MTS_S_124307	ALIM-0500040V04	1.7	5978.4	4173.5	7551.0	1.7	1.7	NO
150	MTS_S_124308	ALIM-0500040V04	1.7	5980.7	4072.9	7373.1	1.7	1.7	NO
151	MTS_S_124309	ALIM-0500040V04	1.7	5981.2	4052.9	7337.6	1.7	1.7	NO
152	MTS_S_124310	ALIM-0500040V04	1.7	5982.2	4010.8	7263.1	1.7	1.7	NO
153	MTS_S_124311	ALIM-0500040V04	1.7	5984.7	3912.0	7088.1	1.7	1.7	NO
154	MTS_S_124312	ALIM-0500040V04	1.7	5986.9	3825.7	6935.2	1.7	1.7	NO
155	MTS_S_124313	ALIM-0500040V04	1.7	5987.1	3819.9	6924.9	1.7	1.7	NO
156	MTS_S_124314	ALIM-0500040V04	1.7	5987.6	3803.9	6896.4	1.7	1.7	NO
157	MTA_S_97757	ALIM-0500040V04	1.7	5987.6	3808.0	6894.9	1.7	1.7	NO
158	MTS_S_132242	ALIM-0500040V04	1.7	7924.9	4466.0	8055.3	1.7	1.7	NO
159	MTA_S_42943	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	5003.9	8896.4	49.7	49.7	NO
160	MTA_S_48523	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	4939.1	8787.5	49.7	49.7	NO
161	MTA_S_42950	ALIM-0500040V04	49.7	10000.0	5302.2	9545.0	49.7	49.7	NO
162	MTA_S_48529	ALIM-0500040V04	303.2	5439.4	6242.2	10000.0	303.2	303.2	SI
163	MTA_S_42936	ALIM-0500040V04	303.2	5439.8	6184.7	10000.0	303.2	303.2	SI

164	MTA_S_42934	ALIM-0500040V04	303.2	5442.2	5915.7	10000.0	303.2	303.2	SI
165	MTS_S_2739	ALIM-0500040V04	303.2	5442.6	5767.4	10000.0	303.2	303.2	SI
166	MTA_S_32248	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6709.1	10000.0	347.4	347.4	SI
167	MTA_S_32244	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6571.0	10000.0	347.4	347.4	SI
168	MTS_S_3673	ALIM-0500040V04	347.4	9453.8	6578.2	10000.0	347.4	347.4	SI
169	MTA_S_32246	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6440.1	10000.0	347.4	347.4	SI
170	MTS_S_2491	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6314.1	10000.0	347.4	347.4	SI
171	MTS_S_89192	ALIM-0500040V04	347.4	5951.5	6319.0	10000.0	347.4	347.4	SI
172	MTA_S_32243	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6157.6	10000.0	347.4	347.4	SI
173	MTA_S_32250	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6079.8	10000.0	347.4	347.4	SI
174	MTA_S_25587	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6087.3	10000.0	347.4	347.4	SI
175	MTA_S_32249	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6023.6	10000.0	347.4	347.4	SI
176	MTA_S_25610	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	5990.6	10000.0	347.4	347.4	SI
177	MTA_S_41813	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	5927.5	10000.0	347.4	347.4	SI
178	MTA_S_182305	ALIM-0500040V04	347.4	9504.4	5931.8	10000.0	347.4	347.4	SI
179	MTS_S_124622	ALIM-0500040V04	347.4	9504.5	5932.0	10000.0	347.4	347.4	SI
180	MTS_S_124663	ALIM-0500040V04	31.7	8987.3	5932.0	10000.0	31.7	31.7	NO
181	MTS_S_124623	ALIM-0500040V04	31.7	8988.4	5932.7	10000.0	31.7	31.7	NO
182	MTS_S_124624	ALIM-0500040V04	31.7	8989.6	5924.1	10000.0	31.7	31.7	NO
183	MTS_S_124625	ALIM-0500040V04	31.7	8991.5	5850.0	10000.0	31.7	31.7	NO
184	MTS_S_124626	ALIM-0500040V04	31.7	8993.3	5779.8	10000.0	31.7	31.7	NO
185	MTS_S_124627	ALIM-0500040V04	31.7	8995.1	5711.8	10000.0	31.7	31.7	NO
186	MTS_S_124628	ALIM-0500040V04	31.7	8998.1	5600.8	10000.0	31.7	31.7	NO
187	MTS_S_124629	ALIM-0500040V04	31.7	9001.0	5498.7	10000.0	31.7	31.7	NO
188	MTS_S_124630	ALIM-0500040V04	31.7	9002.8	5436.3	9998.8	31.7	31.7	NO
189	MTS_S_124631	ALIM-0500040V04	31.7	9003.1	5428.5	9984.8	31.7	31.7	NO
190	MTS_S_132271	ALIM-0500040V04	31.7	9003.4	5415.4	9961.3	31.7	31.7	NO
191	MTS_S_139476	ALIM-0500040V04	31.7	9003.5	5416.8	9955.1	31.7	31.7	NO
192	MTS_S_124632	ALIM-0500040V04	31.7	9003.6	5410.8	9953.1	31.7	31.7	NO
193	MTS_S_124633	ALIM-0500040V04	31.7	9003.6	5414.5	9951.0	31.7	31.7	NO
194	MTS_S_132270	ALIM-0500040V04	31.7	9003.7	5408.2	9948.5	31.7	31.7	NO
195	MTS_S_124642	ALIM-0500040V04	31.7	9003.7	5411.3	9945.3	31.7	31.7	NO
196	MTS_S_132278	ALIM-0500040V04	31.7	8994.9	5404.6	9942.1	31.7	31.7	NO
197	MTS_S_132281	ALIM-0500040V04	23.5	8995.0	5408.6	9940.5	23.5	23.5	NO
198	MTS_S_124651	ALIM-0500040V04	23.5	8995.0	5402.6	9938.4	23.5	23.5	NO
199	MTS_S_124653	ALIM-0500040V04	23.5	8995.0	5406.6	9936.8	23.5	23.5	NO
200	MTS_S_124655	ALIM-0500040V04	23.5	8995.3	5391.6	9918.5	23.5	23.5	NO
201	MTS_S_124656	ALIM-0500040V04	23.5	8995.9	5372.6	9884.8	23.5	23.5	NO
202	MTS_S_124657	ALIM-0500040V04	23.5	8996.1	5372.8	9876.2	23.5	23.5	NO
203	MTS_S_124658	ALIM-0500040V04	23.5	8997.8	5311.0	9774.5	23.5	23.5	NO
204	MTS_S_124659	ALIM-0500040V04	23.5	9000.7	5218.0	9607.8	23.5	23.5	NO
205	MTS_S_124660	ALIM-0500040V04	23.5	9003.8	5125.4	9441.4	23.5	23.5	NO
206	MTS_S_124661	ALIM-0500040V04	23.5	9005.6	5071.9	9345.4	23.5	23.5	NO
207	MTS_S_124662	ALIM-0500040V04	23.5	9007.4	5019.0	9250.5	23.5	23.5	NO
208	MTS_S_124664	ALIM-0500040V04	23.5	9009.3	4964.9	9153.3	23.5	23.5	NO

209	MTS_S_124665	ALIM-0500040V04	23.5	9010.6	4929.3	9089.2	23.5	23.5	NO
210	MTS_S_124693	ALIM-0500040V04	23.5	9011.7	4898.4	9033.6	23.5	23.5	NO
211	MTS_S_124846	ALIM-0500040V04	23.5	9011.7	4902.1	9031.3	23.5	23.5	NO
212	MTS_S_124691	ALIM-0500040V04	23.5	9000.1	4895.9	9029.2	23.5	23.5	NO
213	MTS_S_124692	ALIM-0500040V04	23.5	9001.2	4866.5	8976.2	23.5	23.5	NO
214	MTS_S_124697	ALIM-0500040V04	23.5	9002.5	4830.9	8912.2	23.5	23.5	NO
215	MTS_S_124698	ALIM-0500040V04	23.5	9003.5	4805.8	8866.9	23.5	23.5	NO
216	MTS_S_124699	ALIM-0500040V04	23.5	9005.5	4752.6	8771.2	23.5	23.5	NO
217	MTS_S_124701	ALIM-0500040V04	23.5	9008.1	4687.2	8653.4	23.5	23.5	NO
218	MTS_S_124702	ALIM-0500040V04	23.5	9009.2	4660.0	8604.2	23.5	23.5	NO
219	MTS_S_124703	ALIM-0500040V04	23.5	9011.8	4595.8	8488.4	23.5	23.5	NO
220	MTS_S_124679	ALIM-0500040V04	23.5	9014.2	4538.5	8385.1	23.5	23.5	NO
221	MTS_S_124680	ALIM-0500040V04	23.5	9017.1	4472.7	8266.2	23.5	23.5	NO
222	MTS_S_124681	ALIM-0500040V04	23.5	9019.9	4409.1	8151.4	23.5	23.5	NO
223	MTS_S_124682	ALIM-0500040V04	23.5	9022.8	4345.8	8036.9	23.5	23.5	NO
224	MTS_S_124683	ALIM-0500040V04	23.5	9025.7	4285.3	7927.7	23.5	23.5	NO
225	MTS_S_124684	ALIM-0500040V04	23.5	9028.5	4228.5	7824.8	23.5	23.5	NO
226	MTS_S_124727	ALIM-0500040V04	23.5	9029.1	4215.6	7801.1	23.5	23.5	NO
227	MTS_S_124704	ALIM-0500040V04	23.5	9018.0	4220.6	7777.0	23.5	23.5	NO
228	MTS_S_124705	ALIM-0500040V04	23.5	9020.8	4195.4	7677.6	23.5	23.5	NO
229	MTS_S_124706	ALIM-0500040V04	23.5	9023.7	4139.7	7577.9	23.5	23.5	NO
230	MTS_S_124707	ALIM-0500040V04	23.5	9024.2	4131.3	7562.7	23.5	23.5	NO
231	MTS_S_124720	ALIM-0500040V04	23.5	9024.7	4121.8	7545.8	23.5	23.5	NO
232	MTA_S_182338	ALIM-0500040V04	23.5	9024.8	4125.5	7543.6	23.5	23.5	NO
233	MTS_S_162479	ALIM-0500040V04	4.9	5470.3	4115.0	7533.4	4.9	4.9	NO
234	MTS_S_162480	ALIM-0500040V04	4.9	5470.4	4117.4	7529.0	4.9	4.9	NO
235	MTA_S_42897	ALIM-0500040V04	4.9	5469.7	4120.5	7459.8	4.9	4.9	NO
236	MTA_L_42897	ALIM-0500040V04	4.9	5466.0	4121.1	7387.6	4.9	4.9	NO
237	MTA_S_249409	ALIM-0500040V04	4.9	5466.9	4121.8	7305.9	4.9	4.9	NO
238	MTA_S_42900	ALIM-0500040V04	4.9	5471.6	4122.0	7282.6	4.9	4.9	NO
239	MTA_S_48511	ALIM-0500040V04	4.9	5474.3	4124.0	7047.9	4.9	4.9	NO
240	MTS_S_124715	ALIM-0500040V04	23.5	9021.3	4202.1	7776.7	23.5	23.5	NO
241	MTS_S_124716	ALIM-0500040V04	23.5	9021.5	4202.5	7768.7	23.5	23.5	NO
242	MTS_S_124782	ALIM-0500040V04	23.5	9021.9	4189.8	7754.5	23.5	23.5	NO
243	MTA_S_182433	ALIM-0500040V04	23.5	9021.9	4194.0	7753.5	23.5	23.5	NO
244	MTA_S_182434	ALIM-0500040V04	7.1	9022.1	4188.5	7752.4	7.1	7.1	NO
245	MTA_S_48505	ALIM-0500040V04	7.1	9023.3	4162.9	7704.5	7.1	7.1	NO
246	MTA_S_48506	ALIM-0500040V04	7.1	9024.6	4136.6	7655.2	7.1	7.1	NO
247	MTA_S_108758	ALIM-0500040V04	7.1	9025.9	4109.9	7605.3	7.1	7.1	NO
248	MTA_S_108759	ALIM-0500040V04	6.4	9025.9	4114.3	7604.3	6.4	6.4	NO
249	MTA_S_47282	ALIM-0500040V04	6.4	9027.5	4076.9	7543.7	6.4	6.4	NO
250	MTA_S_42680	ALIM-0500040V04	6.4	9028.9	4049.3	7492.1	6.4	6.4	NO
251	MTA_S_42681	ALIM-0500040V04	6.4	9030.5	4018.5	7434.7	6.4	6.4	NO
252	MTA_S_42672	ALIM-0500040V04	6.4	9031.3	4004.2	7407.6	6.4	6.4	NO
253	MTA_S_42673	ALIM-0500040V04	6.4	9031.7	3996.0	7392.5	6.4	6.4	NO

254	MTS_S_86497	ALIM-0500040V04	6.4	9034.7	3940.4	7288.8	6.4	6.4	NO
255	MTA_S_47278	ALIM-0500040V04	6.4	9036.6	3923.6	7223.4	6.4	6.4	NO
256	MTA_S_177586	ALIM-0500040V04	6.4	9039.2	3929.6	7135.8	6.4	6.4	NO
257	MTS_S_122738	ALIM-0500040V04	6.4	9039.3	3929.7	7134.5	6.4	6.4	NO
258	MTS_S_122739	ALIM-0500040V04	6.4	9039.4	3929.7	7133.7	6.4	6.4	NO
259	MTS_S_122740	ALIM-0500040V04	0.0	9039.5	3929.8	7129.6	0.0	0.0	NO
260	MTS_S_122741	ALIM-0500040V04	0.0	9039.6	3929.8	7127.7	0.0	0.0	NO
261	MTS_S_122742	ALIM-0500040V04	0.0	9040.0	3929.9	7113.3	0.0	0.0	NO
262	MTS_S_132247	ALIM-0500040V04	0.0	9041.3	3930.3	7076.3	0.0	0.0	NO
263	MTS_S_122743	ALIM-0500040V04	0.0	9041.3	3930.3	7075.1	0.0	0.0	NO
264	MTS_S_132246	ALIM-0500040V04	0.0	9041.4	3930.3	7073.9	0.0	0.0	NO
265	MTS_S_86494	ALIM-0500040V04	6.4	9034.8	3944.8	7287.7	6.4	6.4	NO
266	MTA_L_42675	ALIM-0500040V04	6.4	9032.0	4009.3	7382.6	6.4	6.4	NO
267	MTA_S_42674	ALIM-0500040V04	6.4	9033.4	3974.2	7332.4	6.4	6.4	NO
268	MTA_S_45253	ALIM-0500040V04	6.4	9036.1	3980.2	7241.5	6.4	6.4	NO
269	MTA_L_42678	ALIM-0500040V04	6.4	9038.7	3981.4	7153.0	6.4	6.4	NO
270	MTS_S_3061	ALIM-0500040V04	6.4	7218.5	3941.0	7271.9	6.4	6.4	NO
271	MTS_S_124722	ALIM-0500040V04	23.5	5979.4	4220.7	7754.6	23.5	23.5	NO
272	MTS_S_124723	ALIM-0500040V04	23.5	5980.5	4221.4	7668.9	23.5	23.5	NO
273	MTS_S_124724	ALIM-0500040V04	23.5	5981.5	4222.1	7583.0	23.5	23.5	NO
274	MTS_S_124725	ALIM-0500040V04	23.5	5981.9	4222.3	7557.2	23.5	23.5	NO
275	MTS_S_124726	ALIM-0500040V04	23.5	5983.0	4223.0	7471.3	23.5	23.5	NO
276	MTS_S_124728	ALIM-0500040V04	23.5	9012.0	4220.5	7779.9	23.5	23.5	NO
277	MTS_S_124729	ALIM-0500040V04	23.5	9012.7	4220.8	7754.8	23.5	23.5	NO
278	MTS_S_124686	ALIM-0500040V04	23.5	8992.5	4902.2	9029.5	23.5	23.5	NO
279	MTS_S_124687	ALIM-0500040V04	23.5	5974.5	4882.5	8923.7	23.5	23.5	NO
280	MTS_S_124688	ALIM-0500040V04	23.5	5975.7	4810.6	8795.3	23.5	23.5	NO
281	MTS_S_124689	ALIM-0500040V04	23.5	5976.5	4760.2	8705.1	23.5	23.5	NO
282	MTS_S_124690	ALIM-0500040V04	23.5	5978.3	4657.9	8522.0	23.5	23.5	NO
283	MTS_S_124700	ALIM-0500040V04	23.5	5980.6	4534.5	8301.0	23.5	23.5	NO
284	MTS_S_124719	ALIM-0500040V04	23.5	5980.9	4517.1	8269.8	23.5	23.5	NO
285	MTA_S_182337	ALIM-0500040V04	23.5	5981.0	4520.7	8267.5	23.5	23.5	NO
286	MTA_S_183089	ALIM-0500040V04	8.0	5981.0	4513.6	8263.5	8.0	8.0	NO
287	MTA_S_183090	ALIM-0500040V04	8.0	5981.0	4516.8	8260.4	8.0	8.0	NO
288	MTA_S_48549	ALIM-0500040V04	8.0	5983.2	4398.7	8054.7	8.0	8.0	NO
289	MTA_S_198302	ALIM-0500040V04	8.0	5984.8	4318.8	7909.6	8.0	8.0	NO
290	MTS_S_22138	ALIM-0500040V04	8.0	5986.1	4252.7	7789.4	8.0	8.0	NO
291	MTA_S_198295	ALIM-0500040V04	8.0	5988.1	4259.1	7626.0	8.0	8.0	NO
292	MTA_S_198291	ALIM-0500040V04	8.0	5990.0	4182.7	7471.5	8.0	8.0	NO
293	MTA_S_198300	ALIM-0500040V04	8.0	5992.1	4091.8	7310.3	8.0	8.0	NO
294	MTA_S_198290	ALIM-0500040V04	8.0	5994.6	3986.7	7124.0	8.0	8.0	NO
295	MTA_S_198298	ALIM-0500040V04	8.0	5997.1	3885.8	6944.8	8.0	8.0	NO
296	MTA_S_198297	ALIM-0500040V04	8.0	5998.7	3891.7	6837.4	8.0	8.0	NO
297	MTA_L_198297	ALIM-0500040V04	8.0	6000.5	3892.9	6720.1	8.0	8.0	NO
298	MTA_S_113373	ALIM-0500040V04	8.0	5978.1	4258.0	7742.1	8.0	8.0	NO

299	MTA_S_48550	ALIM-0500040V04	8.0	5985.0	4353.2	7890.6	8.0	8.0	NO
300	MTA_S_48541	ALIM-0500040V04	8.0	5987.0	4256.7	7717.3	8.0	8.0	NO
301	MTS_S_124666	ALIM-0500040V04	23.5	8982.7	4902.2	9029.3	23.5	23.5	NO
302	MTS_S_124667	ALIM-0500040V04	23.5	5964.8	4839.8	8923.4	23.5	23.5	NO
303	MTS_S_124668	ALIM-0500040V04	23.5	5965.9	4770.9	8799.2	23.5	23.5	NO
304	MTS_S_124669	ALIM-0500040V04	23.5	5967.6	4672.4	8621.4	23.5	23.5	NO
305	MTS_S_125214	ALIM-0500040V04	23.5	5969.2	4583.4	8460.7	23.5	23.5	NO
306	MTS_S_125215	ALIM-0500040V04	23.5	5969.4	4574.3	8444.1	23.5	23.5	NO
307	MTS_S_125217	ALIM-0500040V04	23.5	5969.7	4556.0	8411.1	23.5	23.5	NO
308	MTS_S_124847	ALIM-0500040V04	23.5	5965.1	4902.2	9026.1	23.5	23.5	NO
309	MTS_S_124848	ALIM-0500040V04	23.5	5966.0	4903.0	8921.9	23.5	23.5	NO
310	MTS_S_124849	ALIM-0500040V04	23.5	5966.7	4903.6	8848.6	23.5	23.5	NO
311	MTS_S_124850	ALIM-0500040V04	23.5	5966.9	4903.8	8824.5	23.5	23.5	NO
312	MTS_S_124650	ALIM-0500040V04	31.7	8974.5	5411.4	9942.4	31.7	31.7	NO
313	MTS_S_132280	ALIM-0500040V04	8.1	8974.6	5411.4	9940.6	8.1	8.1	NO
314	MTS_S_124652	ALIM-0500040V04	8.1	8974.6	5411.5	9938.7	8.1	8.1	NO
315	MTS_S_124894	ALIM-0500040V04	8.1	8974.6	5411.5	9937.1	8.1	8.1	NO
316	MTS_S_9273	ALIM-0500040V04	8.1	5965.2	5411.6	9919.3	8.1	8.1	NO
317	MTS_S_3220	ALIM-0500040V04	8.1	5966.9	5413.5	9685.5	8.1	8.1	NO
318	MTA_L_38005	ALIM-0500040V04	347.4	10000.0	6029.5	10000.0	347.4	347.4	SI
319	MTS_S_21176	ALIM-0500040V04	347.4	5939.4	7125.6	10000.0	347.4	347.4	SI
320	MTS_S_21177	ALIM-0500040V04	347.4	5939.5	7125.9	10000.0	347.4	347.4	SI
321	MTA_S_37997	ALIM-0500040V04	347.4	5433.8	7212.3	10000.0	347.4	347.4	SI
322	MTA_S_39942	ALIM-0500040V04	347.4	5436.2	6901.6	10000.0	347.4	347.4	SI
323	MTA_L_35818	ALIM-0500040V04	347.4	5436.5	6911.2	10000.0	347.4	347.4	SI
324	MTA_S_103608	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	7540.4	10000.0	357.1	357.1	SI
325	MTA_S_103609	ALIM-0500040V04	357.1	5432.1	7540.6	10000.0	357.1	357.1	SI
326	MTA_S_40117	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	7540.8	10000.0	357.1	357.1	SI
327	MTA_S_36228	ALIM-0500040V04	357.1	5433.2	7547.3	10000.0	357.1	357.1	SI
328	MTA_S_36229	ALIM-0500040V04	357.1	5432.3	7550.2	10000.0	357.1	357.1	SI
329	MTA_L_66346	ALIM-0500040V04	357.1	10000.0	9819.0	10000.0	357.1	357.1	SI
330	MTA_S_85122	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	9614.6	10000.0	428.3	428.3	SI
331	MTA_S_191910	ALIM-0500040V04	428.3	10000.0	9451.1	10000.0	428.3	428.3	SI
332	MTS_S_130575	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	9453.7	10000.0	59.9	59.9	NO
333	MTS_S_130576	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	9446.6	10000.0	59.9	59.9	NO
334	MTS_S_130577	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	9244.0	10000.0	59.9	59.9	NO
335	MTS_S_130578	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	9217.6	10000.0	59.9	59.9	NO
336	MTS_S_130579	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	9163.8	10000.0	59.9	59.9	NO
337	MTA_S_191911	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	9167.3	10000.0	59.9	59.9	NO
338	MTA_S_169618	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	9160.3	10000.0	59.9	59.9	NO
339	MTA_S_174625	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	9013.4	10000.0	59.9	59.9	NO
340	MTA_S_164369	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	9013.8	10000.0	59.9	59.9	NO
341	MTA_S_164370	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	8759.4	10000.0	59.9	59.9	NO
342	MTA_S_32482	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	8528.8	10000.0	59.9	59.9	NO
343	MTA_S_25448	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	8305.8	10000.0	59.9	59.9	NO

344	MTA_S_25449	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	8098.0	10000.0	59.9	59.9	NO
345	MTA_S_25437	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	7897.2	10000.0	59.9	59.9	NO
346	MTA_S_25438	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	7704.0	10000.0	59.9	59.9	NO
347	MTA_S_78936	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	7519.8	10000.0	59.9	59.9	NO
348	MTA_S_78935	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	7367.4	10000.0	59.9	59.9	NO
349	MTA_S_33206	ALIM-0500040V04	59.9	7157.3	7376.7	10000.0	59.9	59.9	NO
350	MTA_S_79309	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	7202.3	10000.0	59.9	59.9	NO
351	MTA_S_71469	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	7042.8	10000.0	59.9	59.9	NO
352	MTA_S_71470	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6889.8	10000.0	59.9	59.9	NO
353	MTA_S_71070	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6823.9	10000.0	59.9	59.9	NO
354	MTA_S_71071	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6748.9	10000.0	59.9	59.9	NO
355	MTA_S_71068	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6614.0	10000.0	59.9	59.9	NO
356	MTA_S_71064	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6477.3	10000.0	59.9	59.9	NO
357	MTA_S_71065	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6381.6	10000.0	59.9	59.9	NO
358	MTA_S_71066	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6282.9	10000.0	59.9	59.9	NO
359	MTA_S_32519	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6198.3	10000.0	59.9	59.9	NO
360	MTA_S_33201	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6205.7	10000.0	59.9	59.9	NO
361	MTA_S_33202	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	6208.3	10000.0	8.2	8.2	NO
362	MTA_S_32518	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	6080.2	10000.0	8.2	8.2	NO
363	MTA_S_78911	ALIM-0500040V04	8.2	5443.9	6085.2	10000.0	8.2	8.2	NO
364	MTA_S_78816	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	5924.0	10000.0	8.2	8.2	NO
365	MTA_S_32513	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	5807.3	10000.0	8.2	8.2	NO
366	MTA_S_32514	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	5814.5	10000.0	8.2	8.2	NO
367	MTA_S_32515	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	5817.4	10000.0	8.2	8.2	NO
368	MTA_S_32650	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	5820.1	9941.2	8.2	8.2	NO
369	MTA_S_32046	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	5822.4	9783.4	8.2	8.2	NO
370	MTA_S_32047	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	5824.9	9613.1	8.2	8.2	NO
371	MTA_S_26168	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	5827.5	9439.2	8.2	8.2	NO
372	MTA_L_26168	ALIM-0500040V04	8.2	10000.0	5830.9	9228.7	8.2	8.2	NO
373	MTA_S_32404	ALIM-0500040V04	8.2	5445.9	5790.1	10000.0	8.2	8.2	NO
374	MTA_S_90506	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6199.7	10000.0	59.9	59.9	NO
375	MTA_S_32868	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6122.5	10000.0	59.9	59.9	NO
376	MTA_L_32868	ALIM-0500040V04	59.9	5440.4	6133.5	10000.0	59.9	59.9	NO
377	MTA_S_28771	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6064.2	10000.0	59.9	59.9	NO
378	MTA_S_41387	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5926.0	10000.0	59.9	59.9	NO
379	MTA_S_32867	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5906.9	10000.0	59.9	59.9	NO
380	MTA_L_32867	ALIM-0500040V04	59.9	5441.6	5916.4	10000.0	59.9	59.9	NO
381	MTA_S_42245	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5837.8	10000.0	59.9	59.9	NO
382	MTA_S_42246	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5748.3	10000.0	59.9	59.9	NO
383	MTA_S_32039	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5683.6	10000.0	59.9	59.9	NO
384	MTA_S_32036	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5652.4	10000.0	59.9	59.9	NO
385	MTA_S_32037	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5561.0	10000.0	59.9	59.9	NO
386	MTA_S_32038	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5474.5	10000.0	59.9	59.9	NO
387	MTS_S_4035	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5384.6	10000.0	59.9	59.9	NO
388	MTA_S_104257	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5299.8	10000.0	59.9	59.9	NO

389	MTA_S_32866	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5251.8	10000.0	59.9	59.9	NO
390	MTA_S_32411	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5257.4	9956.8	59.9	59.9	NO
391	MTA_S_32412	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5259.6	9796.7	59.9	59.9	NO
392	MTA_S_32413	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5261.6	9651.7	59.9	59.9	NO
393	MTA_S_32414	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5263.5	9515.9	59.9	59.9	NO
394	MTA_S_33109	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5265.6	9368.8	59.9	59.9	NO
395	MTA_L_32866	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5257.9	9915.2	59.9	59.9	NO
396	MTA_S_33966	ALIM-0500040V04	59.9	7185.9	5166.9	9849.3	59.9	59.9	NO
397	MTA_S_33967	ALIM-0500040V04	59.9	7189.1	5008.8	9546.3	59.9	59.9	NO
398	MTA_S_33968	ALIM-0500040V04	59.9	7186.9	4994.7	9519.0	59.9	59.9	NO
399	MTA_S_37308	ALIM-0500040V04	59.9	7190.9	4811.7	9169.0	59.9	59.9	NO
400	MTA_L_33969	ALIM-0500040V04	59.9	7185.4	5014.6	9450.6	59.9	59.9	NO
401	MTA_S_33971	ALIM-0500040V04	59.9	7189.8	5016.0	9286.3	59.9	59.9	NO
402	MTS_S_4033	ALIM-0500040V04	59.9	4661.1	5389.7	10000.0	59.9	59.9	NO
403	MTA_L_41388	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5689.1	10000.0	59.9	59.9	NO
404	MTA_S_41611	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5591.6	10000.0	59.9	59.9	NO
405	MTA_S_41612	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5527.6	10000.0	59.9	59.9	NO
406	MTA_S_41389	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5477.4	10000.0	59.9	59.9	NO
407	MTA_S_130359	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5483.9	10000.0	59.9	59.9	NO
408	MTA_S_130360	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5472.4	10000.0	59.9	59.9	NO
409	MTA_S_120546	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5393.4	9902.7	59.9	59.9	NO
410	MTA_L_120544	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5385.5	9880.0	11.6	11.6	NO
411	MTA_S_120550	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5397.4	9900.9	59.9	59.9	NO
412	MTA_S_120547	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5390.7	9897.6	11.6	11.6	NO
413	MTA_S_120548	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5391.3	9889.5	11.6	11.6	NO
414	MTA_S_120544	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5385.4	9887.8	11.6	11.6	NO
415	MTA_S_41803	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5355.1	9832.2	11.6	11.6	NO
416	MTA_S_42268	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5359.7	9831.7	11.6	11.6	NO
417	MTA_L_41400	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5360.8	9755.6	11.6	11.6	NO
418	MTA_S_42256	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5280.5	9695.1	11.6	11.6	NO
419	MTA_S_42255	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5214.4	9573.5	11.6	11.6	NO
420	MTA_S_193137	ALIM-0500040V04	11.6	7186.4	5221.5	9342.6	11.6	11.6	NO
421	MTA_S_193138	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5219.3	9571.6	11.6	11.6	NO
422	MTA_S_41393	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5220.3	9506.2	11.6	11.6	NO
423	MTA_S_41392	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5222.0	9378.7	11.6	11.6	NO
424	MTA_S_41391	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5211.0	9283.4	11.6	11.6	NO
425	MTA_S_42276	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5142.8	9161.9	11.6	11.6	NO
426	MTA_S_42260	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5068.5	9029.3	11.6	11.6	NO
427	MTA_S_42254	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	4999.5	8906.9	11.6	11.6	NO
428	MTA_S_42284	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	4948.2	8815.8	11.6	11.6	NO
429	MTA_S_42267	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5006.0	8797.1	11.6	11.6	NO
430	MTA_S_41412	ALIM-0500040V04	11.6	10000.0	5073.5	9025.0	11.6	11.6	NO
431	MTA_S_193154	ALIM-0500040V04	11.6	7192.0	5144.8	9447.5	11.6	11.6	NO
432	MTA_S_193140	ALIM-0500040V04	11.6	7192.1	5138.7	9436.5	11.6	11.6	NO
433	MTA_L_41389	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5483.2	10000.0	59.9	59.9	NO

434	MTA_S_41398	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5457.7	10000.0	59.9	59.9	NO
435	MTA_S_41399	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5385.2	10000.0	59.9	59.9	NO
436	MTA_S_79299	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	5325.5	10000.0	59.9	59.9	NO
437	MTA_S_79300	ALIM-0500040V04	59.9	5449.6	5097.3	9601.4	59.9	59.9	NO
438	MTA_S_79301	ALIM-0500040V04	59.9	5451.8	4922.1	9269.4	59.9	59.9	NO
439	MTA_S_32041	ALIM-0500040V04	59.9	5452.7	4857.0	9146.1	59.9	59.9	NO
440	MTA_S_32042	ALIM-0500040V04	59.9	5452.8	4845.0	9123.0	59.9	59.9	NO
441	MTA_S_78943	ALIM-0500040V04	59.9	5442.4	5912.6	10000.0	59.9	59.9	NO
442	MTA_S_37307	ALIM-0500040V04	59.9	5442.5	5912.9	10000.0	59.9	59.9	NO
443	MTA_S_78940	ALIM-0500040V04	59.9	5439.3	6128.3	10000.0	59.9	59.9	NO
444	MTA_S_78941	ALIM-0500040V04	59.9	5439.4	6128.6	10000.0	59.9	59.9	NO
445	MTA_S_33203	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6619.1	10000.0	59.9	59.9	NO
446	MTA_S_33204	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	6829.0	10000.0	59.9	59.9	NO
447	MTA_S_33197	ALIM-0500040V04	59.9	10000.0	7047.8	10000.0	59.9	59.9	NO
448	MTA_S_32665	ALIM-0500040V04	59.9	7153.3	7525.0	10000.0	59.9	59.9	NO
449	MTA_S_37320	ALIM-0500040V04	59.9	7148.7	8316.4	10000.0	59.9	59.9	NO
450	MTA_S_37755	ALIM-0500040V04	428.3	5421.1	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
451	MTA_S_38008	ALIM-0500040V04	428.3	5424.7	9029.0	10000.0	428.3	428.3	SI
452	MTS_L_3749	ALIM-0500040V04	428.3	5913.4	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
453	MTA_L_82332	ALIM-0500040V04	428.3	7117.4	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
454	MTA_S_82358	ALIM-0500040V04	428.3	7117.5	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
455	MTA_S_82359	ALIM-0500040V04	428.3	7117.5	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
456	MTS_S_3768	ALIM-0500040V04	428.3	7110.2	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
457	MTS_S_3794	ALIM-0500040V04	428.3	5909.9	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
458	MTS_S_3848	ALIM-0500040V04	428.3	5909.7	10000.0	10000.0	428.3	428.3	SI
459	MTA_S_39960	ALIM-0500040V04	437.2	10000.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
460	MTA_S_25251	ALIM-0500040V04	437.2	5410.1	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
461	MTA_S_140357	ALIM-0500040V04	437.2	5411.9	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
462	MTA_S_25555	ALIM-0500040V04	437.2	5409.7	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
463	MTA_S_39974	ALIM-0500040V04	437.2	5400.1	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI
464	MTA_S_95392	ALIM-0500040V04	437.2	7095.0	10000.0	10000.0	437.2	437.2	SI

Anexo J: Datos de ingreso para el algoritmo PSO

Tabla 0.3 Reducción del espacio de búsqueda del Alimentador 0424, dato de ingreso para el algoritmo PSO, Escenario III.

Nombre de nodos Alim 0424	Potencia máxima de generación en cada nodo	Número máximo de GD en el nodo	Costos inv. de GD con fotovoltaica de 100kW	Costos Mante. De GD con fotovoltaica de 100kW Anual 3%	Numero de Generación Distribuida actual en el nodo	Potencia kW de GD actual conectado al nodo
NODOFUENTE-0500040V04	437.208431	2	29182	875.46	0	0
MTA_S_33280	437.208431	2	32708	981.24	0	0
MTS_S_3249	437.208431	2	28584	857.52	0	0
MTA_S_26518	437.208431	2	31556	946.68	0	0

MTA_S_25461	437.208431	2	26480	794.4	0	0
MTA_S_25450	437.208431	2	27568	827.04	0	0
MTA_S_26520	437.208431	2	34286	1028.58	0	0
MTA_S_26521	437.208431	2	32332	969.96	0	0
MTA_S_26519	437.208431	2	25522	765.66	0	0
MTA_S_35894	437.208431	2	27816	834.48	0	0
MTA_S_39957	437.208431	2	28924	867.72	0	0
MTA_S_35895	428.262246	2	32136	964.08	0	0
MTA_S_35896	428.262246	2	35880	1076.4	0	0
MTA_S_153070	428.262246	2	26464	793.92	0	0
MTA_S_36183	428.262246	2	34092	1022.76	0	0
MTA_S_31662	428.262246	2	31256	937.68	0	0
MTA_S_31663	428.262246	2	32970	989.1	0	0
MTA_S_31899	428.262246	2	33048	991.44	0	0
MTA_S_31665	428.262246	2	31850	955.5	0	0
MTA_S_31666	428.262246	2	32418	972.54	0	0
MTA_S_31659	428.262246	2	33024	990.72	0	0
MTA_S_31660	428.262246	2	29538	886.14	0	0
MTA_S_31661	428.262246	2	30552	916.56	0	0
MTA_S_82331	428.262246	2	31318	939.54	0	0
MTA_S_82330	428.262246	2	34966	1048.98	0	0
MTS_S_3749	428.262246	2	35802	1074.06	0	0
MTA_S_28046	428.262246	2	29410	882.3	0	0
MTA_S_35855	428.262246	2	32684	980.52	0	0
MTA_S_35856	428.262246	2	33092	992.76	0	0
MTA_S_35857	428.262246	2	31682	950.46	0	0
MTA_S_35858	428.262246	2	30340	910.2	0	0
MTA_S_35851	428.262246	2	34804	1044.12	0	0
MTA_S_35852	428.262246	2	28768	863.04	0	0
MTA_S_35853	428.262246	2	30358	910.74	0	0
MTA_S_38007	428.262246	2	28058	841.74	0	0
MTA_S_37751	428.262246	2	27932	837.96	0	0
MTA_S_37752	428.262246	2	29598	887.94	0	0
MTA_S_37753	428.262246	2	26486	794.58	0	0
MTA_S_37754	428.262246	2	28698	860.94	0	0
MTA_S_37749	428.262246	2	31450	943.5	0	0
MTA_S_39707	428.262246	2	28462	853.86	0	0
MTA_S_39712	428.262246	2	31430	942.9	0	0
MTA_S_37743	357.093086	2	31836	955.08	0	0
MTA_S_37744	357.093086	2	33396	1001.88	0	0
MTA_S_37745	357.093086	2	35556	1066.68	0	0
MTA_S_37746	357.093086	2	27998	839.94	0	0
MTA_S_37747	357.093086	2	35388	1061.64	0	0
MTA_S_107383	357.093086	2	26226	786.78	0	0
MTA_S_107384	357.093086	2	26084	782.52	0	0

MTA_S_107385	357.093086	2	28892	866.76	0	0
MTA_S_107381	357.093086	2	31690	950.7	0	0
MTA_S_107382	357.093086	2	30022	900.66	0	0
MTA_S_38012	357.093086	2	27428	822.84	0	0
MTA_S_37757	357.093086	2	34736	1042.08	0	0
MTA_S_37758	357.093086	2	28326	849.78	0	0
MTA_S_40115	357.093086	2	32624	978.72	0	0
MTA_S_159541	357.093086	2	35170	1055.1	0	0
MTA_S_159540	357.093086	2	35696	1070.88	0	0
MTA_S_37759	347.432239	2	31220	936.6	0	0
MTA_S_37760	347.432239	2	33276	998.28	0	0
MTA_S_112721	347.432239	2	30822	924.66	0	0
MTS_S_21175	347.432239	2	34382	1031.46	0	0
MTA_S_112723	347.432239	2	30498	914.94	0	0
MTA_S_112724	347.432239	2	34320	1029.6	0	0
MTA_S_39952	347.432239	2	29990	899.7	0	0
MTA_S_32233	347.432239	2	31834	955.02	0	0
MTA_S_42937	347.432239	2	34744	1042.32	0	0
MTA_S_42938	303.219676	2	30302	909.06	0	0
MTA_S_42939	303.219676	2	29738	892.14	0	0
MTA_S_42940	303.219676	2	28002	840.06	0	0
MTA_S_42931	303.219676	2	35762	1072.86	0	0
MTA_S_42932	303.219676	2	34100	1023	0	0
MTA_S_42929	303.219676	2	34214	1026.42	0	0
MTA_S_42930	303.219676	2	29830	894.9	0	0
MTA_S_167093	303.219676	2	32558	976.74	0	0
MTA_S_171258	303.219676	2	30962	928.86	0	0
MTA_S_39808	303.219676	2	32434	973.02	0	0
MTA_S_44136	347.432239	2	35796	1073.88	0	0
MTA_S_40596	303.219676	2	35256	1057.68	0	0
MTA_S_40597	303.219676	2	34164	1024.92	0	0
MTA_S_42919	303.219676	2	30554	916.62	0	0
MTA_S_42920	303.219676	2	26880	806.4	0	0
MTA_S_42925	303.219676	2	31260	937.8	0	0
MTA_S_48529	303.219676	2	28768	863.04	0	0
MTA_S_42936	303.219676	2	25678	770.34	0	0
MTA_S_42934	303.219676	2	26512	795.36	0	0
MTS_S_2739	303.219676	2	29814	894.42	0	0
MTA_S_32248	347.432239	2	29046	871.38	0	0
MTA_S_32244	347.432239	2	30296	908.88	0	0
MTS_S_3673	347.432239	2	31208	936.24	0	0
MTA_S_32246	347.432239	2	29996	899.88	0	0
MTS_S_2491	347.432239	2	34666	1039.98	0	0
MTS_S_89192	347.432239	2	32836	985.08	0	0
MTA_S_32243	347.432239	2	26168	785.04	0	0

MTA_S_32250	347.432239	2	32858	985.74	0	0
MTA_S_25587	347.432239	2	27810	834.3	0	0
MTA_S_32249	347.432239	2	31762	952.86	0	0
MTA_S_25610	347.432239	2	30972	929.16	0	0
MTA_S_41813	347.432239	2	26596	797.88	0	0
MTA_S_182305	347.432239	2	29690	890.7	0	0
MTS_S_124622	347.432239	2	34046	1021.38	0	0
MTA_L_38005	347.432239	2	30790	923.7	0	0
MTS_S_21176	347.432239	2	31450	943.5	0	0
MTS_S_21177	347.432239	2	32214	966.42	0	0
MTA_S_37997	347.432239	2	31098	932.94	0	0
MTA_S_39942	347.432239	2	30036	901.08	0	0
MTA_L_35818	347.432239	2	34696	1040.88	0	0
MTA_S_103608	357.093086	2	34628	1038.84	0	0
MTA_S_103609	357.093086	2	35098	1052.94	0	0
MTA_S_40117	357.093086	2	32106	963.18	0	0
MTA_S_36228	357.093086	2	29580	887.4	0	0
MTA_S_36229	357.093086	2	33316	999.48	0	0
MTA_L_66346	357.093086	2	35234	1057.02	0	0
MTA_S_85122	428.262246	2	29064	871.92	0	0
MTA_S_191910	428.262246	2	33388	1001.64	0	0
MTA_S_37755	428.262246	2	33016	990.48	0	0
MTA_S_38008	428.262246	2	31862	955.86	0	0
MTS_L_3749	428.262246	2	35660	1069.8	0	0
MTA_L_82332	428.262246	2	31810	954.3	0	0
MTA_S_82358	428.262246	2	25592	767.76	0	0
MTA_S_82359	428.262246	2	31350	940.5	0	0
MTS_S_3768	428.262246	2	26714	801.42	0	0
MTS_S_3794	428.262246	2	32626	978.78	0	0
MTS_S_3848	428.262246	2	31702	951.06	0	0
MTA_S_39960	437.208431	2	33576	1007.28	0	0
MTA_S_25251	437.208431	2	34504	1035.12	0	0
MTA_S_140357	437.208431	2	34628	1038.84	0	0
MTA_S_25555	437.208431	2	27750	832.5	0	0
MTA_S_39974	437.208431	2	31774	953.22	0	0
MTA_S_95392	437.208431	2	26572	797.16	0	0

Nota: El precio de vatio instalado puede variar desde \$0.85 USD hasta \$1.20USD

Máximo Número de GD para el nodo:
Potencia nominal de GD:

2

100