

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes

Modelo agregador para la gestión de la Demanda en Grandes Consumidores con la inclusión de Generación Distribuida en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica


Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad, Mención Redes Eléctricas Inteligentes

Autor:

Marco Antonio Toledo Orozco

Director:

Santiago Patricio Torres Contreras

ORCID:  0000-0001-5777-5251

Cuenca, Ecuador

2024-01-02

Resumen

La acelerada evolución tecnológica y el cambio en los patrones de consumo energético han llevado a la industria eléctrica a investigar a fondo la gestión activa de la demanda y la generación de recursos renovables distribuidos. Esto implica evaluar cómo los consumidores responden a variaciones en los precios de la energía eléctrica, optimizando así la eficiencia técnica y económica del sistema. Las redes inteligentes no solo gestionan técnicamente la energía, sino que generan datos que permiten a terceros formar sistemas de gestión de datos técnicos y económicos. Sin embargo, los programas de respuesta a la demanda suelen ser diseñados por empresas y reguladores que carecen de información precisa sobre las estrategias de los clientes. Esta investigación analiza programas de respuesta de la demanda en países en desarrollo, destacando la falta de participación de grandes consumidores en el diseño de estos programas. Se propone una metodología innovadora que utiliza técnicas de analítica de datos, optimización y modelos matemáticos para diseñar y evaluar respuestas a la demanda. Se estratifica la demanda, considerando cargas gestionables y no gestionables, junto con la generación distribuida renovable que los grandes consumidores pueden aportar. Se proyecta en función de los precios del mercado eléctrico, y se resuelve mediante un enfoque de optimización bi-nivel que maximiza beneficios del agregador y minimiza costos de equilibrar la oferta y la demanda en tiempo real. La investigación evalúa restricciones técnicas y operativas desde la perspectiva del operador de distribución, buscando decisiones técnicamente viables y rentables para consumidores y distribuidores en un entorno de redes inteligentes.

Palabras clave: electricidad, generación solar fotovoltaica, métodos de optimización, modelos agregadores, demanda eléctrica



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 accelerated technological evolution and the change in energy consumption patterns have led the electricity industry to thoroughly investigate the active management of demand and the generation of distributed renewable resources. This involves evaluating how consumers respond to variations in electricity prices, thus optimizing the technical and economic efficiency of the system. Smart grids technically manage energy and generate data that allows third parties to form technical and financial data management systems. However, demand response programs that lack accurate information about customer strategies are often designed by companies and regulators. This research analyzes demand response programs in developing countries, highlighting the lack of participation of large consumers in creating these programs. An innovative methodology that uses data analytics, optimization and mathematical model techniques to design and evaluate responses to demand is proposed. Order is stratified, considering manageable and non-manageable loads and the renewable distributed generation that large consumers can contribute. It is projected based on electricity market prices. It is resolved through a bi-level optimization approach that maximizes the aggregator's benefits and minimizes the real-time costs of balancing supply and demand. The research evaluates technical and operational constraints from the perspective of the distribution operator, seeking technically viable and profitable decisions for consumers and distributors in a smart grid environment.

Keywords: demand flexibility, solar photovoltaic generation, optimization methods, aggregator models, real-time demand



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

Resumen	2
Abstract	3
Agradecimientos	12
1. Introducción.....	15
1.1. Problemática.....	16
1.2. Alcance.....	16
1.3. Objetivos.....	17
1.4. Objetivos Específicos.....	17
2. Marco referencial.....	18
2.1. Mercados eléctricos	18
2.2. Red eléctrica tradicional.....	21
2.3. Redes eléctricas inteligentes	22
2.4. Planta virtual de energía	28
2.5. Modelo agregador en Sistemas de Energía Eléctrica	31
3. Normativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	44
3.1. Leyes del servicio público de energía eléctrica	44
3.2. Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano	44
3.3. Pliego Tarifario	49
3.4. Regulaciones internacionales en la aplicación de la generación distribuida.....	51
3.5. Códigos de red en sistemas de energía eléctrica.....	55
4. Generación Distribuida	67
4.1. Contexto	67
4.2. La generación distribuida en Ecuador.....	68
4.3. Norma IEEE Std 1547.....	69
4.4. Tecnología de generación solar fotovoltaica	75
4.5. Capacidad generación fotovoltaica en grandes consumidores.....	84
5. Gestión de la demanda	89
5.1. Respuesta de la demanda	89

5.2.	Flexibilidad de la demanda	91
5.4.	Modelo agregador en la gestión de la demanda	101
6.	Pronóstico de la demanda, generación y costos de energía.....	104
6.1.	Pronóstico de la Demanda.....	104
6.2.	Pronóstico de la compra de energía	110
7.	Modelamiento y operación del agente agregador en el mercado eléctrico.....	131
7.1.	Metodología para el desarrollo y evaluación del modelo agregador.....	132
7.2.	Modelo matemático del Agregador	138
7.3.	Implementación de la optimización en el modelo Agregador.....	146
7.4.	Simulación con la herramienta OpenDSS	167
8.	Conclusiones.....	176
9.	Referencias	179

Índice de figura

Figura 1-1. Modelo de Gestión de la Demanda en Grandes Consumidores (Fuente Autor).	16
Figura 2-1. Esquema del sector eléctrico ecuatoriano.....	21
Figura 2-2. Red eléctrica tradicional.....	22
Figura 2-3. Arquitectura de una red inteligente. Fuente: [18].....	22
Figura 2-4. Estructura de la Medición Avanzada	26
Figura 2-5. Ejemplo de facturación neta. Fuente: [25].....	28
Figura 2-6. Actividades de los generadores virtuales.	29
Figura 2-7. Actividades de los agregadores.	34
Figura 2-8. Actividades del operador del sistema de transporte.	37
Figura 2-9. Actividades del operador de distribución.....	38
Figura 2-10. Estructura del Mercado Minorista: Actividades de los agentes en el mercado.	43
Figura 3-1. Estructura institucional y empresarial del sector eléctrico ecuatoriano. Fuente: [31]	45
Figura 3-2. Potencias nominales instaladas bajo la regulación 003/18. Fuente: [33].....	46
Figura 3-3. Estructura de medición y comercialización para consumidores sin demanda horaria. Fuente: [32].....	48
Figura 3-4. Estructura de medición y comercialización para consumidores con demanda horaria Fuente: [32].....	49
Figura 3-5. Barreras que imposibilitan el desarrollo de la GD con ER. Fuente: [35]	52
Figura 3-6. Viabilidad de la GD en México. Fuente: [36]	53
Figura 3-7. Viabilidad de la GD en Chile. Fuente: [36].....	54
Figura 3-8. Diagrama U-Q/PM _{ax} de un sistema.....	60
Figura 3-9. Capacidad de potencia reactiva U-Q/PM _{ax} de una sistema en los rangos extremos de tensión	60
Figura 3-10. Perfil de la capacidad para soportar fallas equilibradas de un sistema.....	62
Figura 3-11. Perfil de la capacidad para soportar fallas desequilibradas de un sistema	63
Figura 3-12. Perfil de tensión en función del tiempo.....	63
Figura 4-1. Valor HSP en un día en la ciudad de Cuenca	77
Figura 4-2. Ilustración para instalación Paneles Solares	78
Figura 4-3. Ángulos referentes Diseño Fotovoltaico. Fuente: [49].....	80
Figura 4-4. Esquematación Uso del Inversor. Fuente: Autor.....	81
Figura 4-5. Estaciones meteorológicas en el cantón Cuenca. Fuente: INER_UPS	82
Figura 4-6. Radiación promedio solar diaria del cantón Cuenca	82
Figura 4-7. Promedio de la radiación solar.....	84
Figura 4-8. Planta industrial GRAIMAN (Cuenca, Ecuador). Fuente: Google EarthTM.....	85
Figura 4-9. Generación Diaria del SFV en la empresa GRAIMAN.....	86

Figura 4-10. Planta industrial de Continental Tire Andina (Cuenca, Ecuador). Fuente: Google EarthTM.....	87
Figura 4-11. Generación Diaria del SFV en la empresa Continental Tire Andina.	88
Figura 5-1. Programas de gestión de la Demanda. Fuente: [8].	91
Figura 5-2. Precios de electricidad para consumidores no residenciales, primer semestre de 2020 [€/kWh]. Fuente: [62].	95
Figura 5-3. Mapa de mercados energéticos distribuidos en EE.UU. Fuente:[63].....	96
Figura 5-4. Modelo agregador en la gestión de la demanda.....	103
Figura 6-1. Programa desarrollado en MATLAB para el pronóstico de la demanda	104
Figura 6-2. Diagrama de Flujo del proceso de validación de datos	105
Figura 6-3. Boxplot de datos mensuales de la demanda de la empresa GRAIMAN.	106
Figura 6-4. Boxplot de datos mensuales de la demanda de la empresa Continental Tire Andina	106
Figura 6-5. Código de programación creación y utilización de Red Neuronal.....	108
Figura 6-6. Interfaz entrenamiento de la Red Neuronal para los datos de Radiación	108
Figura 6-7. Demanda Actual / Pronóstico de la Demanda empresa GRAIMAN.....	109
Figura 6-8. Demanda Actual / Pronóstico de la Demanda empresa Continental Tire Andina	109
Figura 6-9. Comparación de un día después de Pronóstico de Radiación	110
Figura 6-10. Radiación Actual / Pronóstico de Radiación.....	110
Figura 6-11. Analítica de datos a implementar	112
Figura 6-12. Componentes principales.....	116
Figura 6-13. Estacionalidad del agua por mes	118
Figura 6-14. Cantidad de abastecimiento líquido (agua) por mes	118
Figura 6-15. Reporte clasificación con SVM.....	120
Figura 6-16. Reporte clasificación con árbol de decisión.....	121
Figura 6-17. Reporte clasificación con K-NN.....	121
Figura 6-18. Reporte clasificación con ANN.....	122
Figura 6-19. Estructura de la Red Neuronal	127
Figura 6-20. Error medio cuadrático por época.	128
Figura 6-21. Resultados del entrenamiento – Regresión lineal	128
Figura 6-22. Costos de energía eléctrica actuales vs costos de energía eléctrica pronosticados	129
Figura 7-1. Esquema de modelo de micro red	132
Figura 7-2. Diagrama de flujo de la metodología implementada en el modelo agregador .	132
Figura 7-3. Variables involucradas en la toma de decisiones del modelo agregador.....	133
Figura 7-4. Generación de escenarios de prueba	134

Figura 7-5. Curvas por tipo de generación horaria	135
Figura 7-6. Curva de costos horaria para cada tipo de generación	135
Figura 7-7. Curva de costos del DA para los diferentes escenarios	136
Figura 7-8. Metodología para la generación de contratos para el programa de RD.....	138
Figura 7-9. Curva de la demanda horaria del agregador	138
Figura 7-10. Aportes de los diferentes tipos de generación en el mercado de balance	148
Figura 7-11. Consideraciones para la construcción del escenario 1	148
Figura 7-12. Escenario 1 (Caso Base)	149
Figura 7-13. Escenario 1 (Caso Base)	150
Figura 7-14. Consideraciones para la construcción del escenario 2.....	152
Figura 7-15. Variación de las condiciones climáticas y su efecto en las curvas de generación de las energías renovables.	153
Figura 7-16. Centrales que participan en el mercado de balance sin la presencia de contratos en RT	154
Figura 7-17. Consideraciones para la construcción del escenario 3.....	155
Figura 7-18. a) Incremento de costos marginales de la central hidráulica y térmica, b) cambios bruscos en el perfil de la demanda del agregador.....	156
Figura 7-19. a) Despacho de contratos del DA, b) Curva de costos ofertados por el agregador	157
Figura 7-20. a) Despacho de contratos del DA, b) Curva de costos ofertados por el agregador	159
Figura 7-21. Consideraciones para la construcción del escenario 4.....	161
Figura 7-22. Características técnicas y económicas del escenario formulado.....	162
Figura 7-23. a) Despacho de contratos del DA, b) Curva de costos ofertados por el agregador	163
Figura 7-24. a) Participación de las unidades de generación en el mercado de balance, b) Despacho de los contratos de RT.	164
Figura 7-25. Esquema de la Micro red a simular	168
Figura 7-26. Esquema de la red.....	168
Figura 7-27. Script del circuito en OpenDSS.....	169
Figura 7-28. Carga instalada en el sistema	169
Figura 7-29. Potencia activa y reactiva entregada a la red.....	170
Figura 7-30. (a) Perfil de carga del gran consumidor ERCO. (b) Perfil de carga del gran consumidor PETROECUADOR	170
Figura 7-31. Caídas de tensión sin GD	171
Figura 7-32. Corriente del sistema	171
Figura 7-33. Esquema de la red con GD.....	172

Figura 7-34. Script del sistema solar fotovoltaico implementado	172
Figura 7-35. Potencia (kW) del sistema fotovoltaico implementado.....	173
Figura 7-36. Script del sistema de almacenamiento implementado.....	173
Figura 7-37. Forma de carga y descarga del almacenamiento.....	174
Figura 7-38. Caídas de tensión con GD	174

Índice de tabla

Tabla 3-1. categorías tarifarias y los niveles de voltaje. Fuente: Pliego Tarifario 2023.....	50
Tabla 3-2. Esquema tarifario para recarga de vehículos eléctricos en bajo voltaje. Fuente: [34].....	50
Tabla 3-3. Esquema tarifario para recarga de vehículos eléctricos en medio y alto voltaje. Fuente: [34].....	51
Tabla 3-4. Desarrollo y planificación de códigos de red en sistemas de energía eléctrica...	56
Tabla 3-5. Rangos de funcionamiento de tensión y frecuencia	57
Tabla 3-6. Rango de tensión entre 110 kV y 300kV	58
Tabla 3-7. Rango de tensión entre 300 kV y 400 kV	58
Tabla 3-8. Rango de tensión inferior a 110kV	58
Tabla 3-9. Límites de los umbrales de los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D	64
Tabla 3-10. Estándares internacionales de diseño de sistemas de energía y comunicaciones	66
Tabla 3-11, Normas de interconexión internacional	66
Tabla 4-1. Estándares complementarios de IEEE 1547	69
Tabla 4-2. Capacidad mínima de inyección y absorción de potencia reactiva	72
Tabla 4-3. Límites mínimos de emisión de parpadeo de DER individuales	74
Tabla 4-4. Distorsión de corriente armónica impar máxima en porcentaje de corriente nominal	74
Tabla 4-5. Distorsión de corriente armónica uniforme máxima en porcentaje de la corriente nominal	74
Tabla 4-6. Clasificación de las células solares. Fuente: [46]	75
Tabla 4-7. Contrastación de la radiación solar diaria del cantón Cuenca	83
Tabla 4-8. Radiación solar en el cantón Cuenca del año 2018.....	83
Tabla 5-1. Operadores del mercado miembros de PCR. Fuente: [10], [61]	94
Tabla 6-1. Diagramas de cajas de las variables.....	113
Tabla 6-2. Representación porcentual de los componentes principales	116
Tabla 6-3. Clasificación y codificación de estación climática	119
Tabla 6-4. Resultado de agrupamiento K-Means (K=2)	124
Tabla 6-5. Evaluación de métricas K-Means	125
Tabla 6-6. Precisión de las distintas técnicas supervisadas	126
Tabla 6-7. Evaluación con métricas de las distintas técnicas supervisadas	126
Tabla 6-8. Error porcentual anual pronosticado.....	129
Tabla 7-1. Parámetros técnicos y económicos de los generadores participantes en el mercado de RT	134

Tabla 7-2. Datos Técnicos y Económicos de los BESS.....	136
Tabla 7-3. Parámetros contractuales de los diferentes contratos que tiene en agregador en el DA y RT	137
Tabla 7-4. Despacho de contratos del DA.....	151
Tabla 7-5. Despacho de los contratos RT	151
Tabla 7-6. Porcentaje de participación en el mercado de balance	151
Tabla 7-7. Aporte de los diferentes generadores en el balance energético	154
Tabla 7-8. Parámetros contractuales de los diferentes contratos que tiene en agregador en el DA.....	156
Tabla 7-9. Parámetros contractuales de los diferentes contratos que tiene en agregador en RT.....	156
Tabla 7-10. Porcentajes de participacion de las diferestes fuentes de generacion en el mercado de balance	158
Tabla 7-11. Despacho horario de contratos del DA y costos de energía en ese instante ..	159
Tabla 7-12. Despacho horario de contratos de RT y oferta del agregador	160
Tabla 7-13. Despacho de contratos en RT y las ofertas del agregador	164
Tabla 7-14. Porcentajes de participación de las centrales de generación para cubrir los desbalances de la demanda agregada	165
Tabla 7-15. Resumen de los resultados obtenidos para los diferentes escenarios planteados	166
Tabla 7-16. Comparación de resultados.....	175

Agradecimientos

Primeramente a Dios por darme salud y vida, a mis padres por enseñarme valores y que la lucha perseverante tiene recompensa, a mi familia por todo su apoyo en especial a mis hijos Dome y Nico, a la Universidad de Cuenca y en especial a mi director, el Dr. Ing. Santiago Torres por guiar esta investigación, mil gracias.

Nomenclatura

AGC	Control Automático de la Generación
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
AT	Alta Tensión
BEV	Vehículos Eléctricos a Batería
BT	Baja Tensión
CENACE	Corporación Nacional de Electricidad
CO ₂	Dióxido de Carbono
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CSF	Control Secundario de Frecuencia
DA	Mercado del día Anterior
DC	Corriente Continua
DDL	Demand Dispatchable Load
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
DER	Recursos de energía distribuida
DR	Respuesta a la Demanda
DSO	Operador del Sistema de Distribución
EERCS	Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A.
EEX	European Energy Exchange
EINYi	Energía Inyectada por parte de los SDGA
ENETi	Energía Neta en un Periodo Mensual
EREDi	Energía consumida de la red de distribución
FGDVE	Factor de gestión de la demanda
GD	Generación Distribuida
GDE	Gestión de la Demanda Eléctrica
GEI	Gases de Efecto Invernadero
h	Hora
HSP	Hora Solar Pico
Hz	Hertz
IEA	Agencia Internacional de la Energía
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
J/m	Joule por metro
Km/h	Kilómetro por hora
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltio amperio
kVAr	Kilovoltio amperio reactivo
kW	Kilovatios
kWh	Kilowatt-hora
KWh/mes	Unidad de medida de la Energía Eléctrica
LC	Load Curtailment
LOSPEE	Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica

LV	Bajo voltaje
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
Mt CO ₂ – eq	Millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente
MV	Medio voltaje
MVA	Megavoltio amperio
MVA _r	Megavoltio amperio reactivo
MW	Megavatio
MWh	Megawatt-hora
P.U.	Por unidad
RNA	Redes Neuronales Artificiales
RT	Real Time
Scada	Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SE	Subestación eléctrica
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SFV	Sistema Solar Fotovoltaico
SG	Smart Grids
SGDA	Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento
SNEE	Sistema Nacional de Eficiencia Energética
SOC	Estado de carga de la batería
Std	Estandar
THD	Total Harmonic Distortion
TOU	Tarifas Horarias
TSA	Transformador de servicios auxiliares
TSO	Operador del Sistema de Transmisión
USD	Dólar estadounidense
V	Voltios
VCA	Voltaje en corriente alterna
VDC	Voltaje en corriente continua
VPP	Virtual Power Plant
W	Vatios

1. Introducción

Los estudios para la gestión de la demanda de energía eléctrica vienen siendo una medida irremplazable en la cadena de suministro y en los esquemas de mercados eléctricos, ya que los avances en redes inteligentes, la falta de gestión y coordinación con el consumidor final, la falta o nula medición en tiempo real (AMI) y las nuevas fuentes distribuidas de generación, generan alertas en la operación del sistema de distribución y no son suficientes para mantener la optimización de los sistemas de distribución [1]. Por otro lado, en países en vías de desarrollo el consumidor muy difícilmente se involucra con el uso final de la energía y en gran parte de los casos, estos no se integran con sus procesos industriales, desconociendo el potencial de reducción que les representa [2].

El sistema eléctrico nacional, en el 2006 para satisfacer la demanda de energía eléctrica requirió 6 GW [3] con un aporte del 70% de generación térmica, en la actualidad, la demanda es de 7.2 GW y esta demanda es cubierta con el 85% de energía hidroeléctrica, contando que para el 2023 la demanda nacional sea cubierta aproximadamente con el 90% por energía renovable no convencional, el 10% de la generación total corresponde a empresas auto generadoras (Consumo Propio) y generación térmica. Mientras que desde el lado de los sistemas de distribución, existen alrededor de 4.8 millones de clientes regulados en el Ecuador y 105 clientes no regulados [3], [4] que transaccionan en el Mercado Eléctrico Mayorista, estos últimos requieren mensualmente alrededor de 900 MW en demanda máxima coincidente y tienen un consumo de energía anual aproximadamente de 388 GWh. Es importante puntualizar la estructura de mercado en Ecuador, esta es verticalmente integrada, por lo que en la práctica no existe Mercado Eléctrico, además de la fijación de la tarifa única, la eliminación del concepto de costos marginales para el cálculo del costo de generación y el aporte estatal de la diferencia en la tarifa, es el común de las transacciones eléctricas [3].

En este contexto, el manejo científico de la información a través de técnicas de analítica de datos y aprendizaje automático [5], permitirá obtener patrones en la gestión de la demanda que los grandes consumidores pueden ofrecer a los sistemas de distribución para la compensación de voltaje y mediante la reducción de la demanda, aportar al esquema de alivio de carga propuesto por el operador del sistema de distribución, entre otras alternativas, con el objetivo que, el agregador tome las mejores decisiones desde el punto de vista técnico y económico [6].

Los modelos agregadores utilizan algoritmos de optimización basados en análisis de datos de mediciones históricas y en tiempo real, por lo que la previsión de precios se ha vuelto muy importante después de la histórica desregulación de los sistemas eléctricos [7], lo cual permite obtener una planificación en el muy corto, corto y mediano plazo [8]. El modelo se muestra en la Figura 1-1.

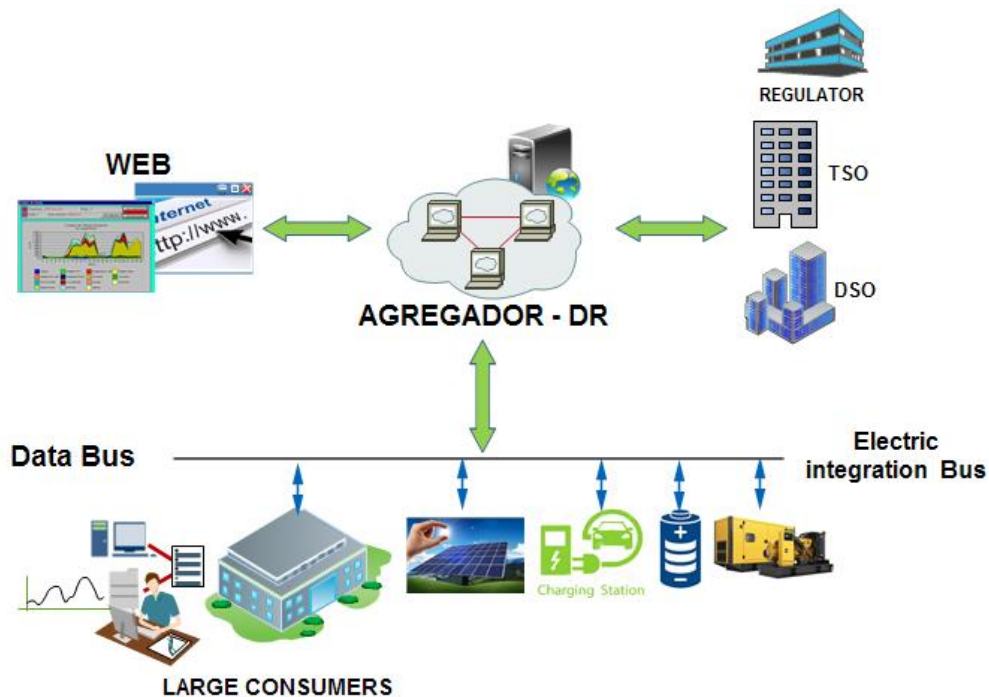


Figura 1-1. Modelo de Gestión de la Demanda en Grandes Consumidores (Fuente Autor).

1.1. Problemática

Los grandes consumidores son considerados agentes pasivos en los sistemas tradicionales de distribución de energía eléctrica, a lo largo del tiempo estos únicamente han permanecido como agentes consumidores, dejando de lado la operación óptima de sus instalaciones para acometer en beneficios adicionales que el mercado eléctrico podría proporcionar en la reducción controlada de la demanda, contribuyendo al esquema de alivio de carga que el operador del sistema requiera para realizar la compensación de frecuencia y voltaje como medida de apoyo a la operación de los sistemas de distribución.

1.2. Alcance

Los métodos actuales aplicados al procesamiento de datos de los perfiles de carga de energía y potencia a través de técnicas de minería de datos y aprendizaje automático, permitirán contar con información del pronóstico de la demanda gestionable y no gestionable de los procesos industriales de los grandes consumidores, de tal manera que su aporte a la gestión de la demanda sea considerable, evitando que la producción, materia prima y sus líneas de acción, queden sin gestión, manteniendo su operatividad, con el objetivo de mantener un equilibrio técnico económico entre el nuevo agente activo gestor de la demanda, la empresa distribuidora y el operador del sistema.

Otro aspecto importante de esta investigación, radica en la integración de los autoconsumos a través de la producción estocástica de la generación distribuida no convencional conectada en los sistemas eléctricos de distribución de los grandes consumidores, para determinar cómo

afectan estas fluctuaciones en los sistemas de distribución de las Empresas Distribuidoras desde el punto de vista de la carga y no de la calidad de energía.

Con las variables expuestas de demanda, generación distribuida y la aplicación de métodos matemáticos y algoritmos de optimización, ejecutados a través del nuevo agente agregador como intermediario gestor de las nuevas condiciones técnicas económicas, se busca crear una potencia común que se ofrece como demanda flexible, para integrar la participación en los servicios del operador del sistema, a fin que esta sea remunerada y/o compensada económicamente por la reducción planificada u obligada de una parte o del total del sistema eléctrico del gran consumidor.

1.3. Objetivos

Implementar la respuesta de la demanda de energía eléctrica en grandes consumidores a través de un agente agregador con el uso de redes inteligentes de distribución, analítica de datos estructurados de forma automática y fuentes renovables de energía para determinar el beneficio técnico económico de la flexibilidad como aporte a los sistemas de distribución.

1.4. Objetivos Específicos

- Evaluar el estado actual de la participación de la demanda, e identificar las barreras y las formas de participación que deberían tener los consumidores en los mercados mayoristas y minoristas de electricidad.
- Integrar generación distribuida no convencional que los grandes consumidores pueden aportar en sus sistemas eléctricos de potencia y como estos afectan a los sistemas de distribución.
- Integrar la participación de la demanda de los grandes consumidores a través del agregador como intermediario para gestionar la demanda y los recursos distribuidos de generación, creando así una potencia común que se ofrece como demanda flexible, para integrar la participación en servicios del operador del sistema.
- Estudiar y valorar la participación técnico - económica de la flexibilización de la demanda en el Control Automático de la Generación (AGC), Control Secundario de la frecuencia (SCF), en el Operador del Sistema de Transmisión (TSO) y en el Operador del Sistema de Distribución (DSO).

2. Marco referencial

2.1. Mercados eléctricos

El mercado eléctrico se encarga de asegurar que la potencia producida por las centrales de generación sea igual a la potencia consumida por los usuarios, al menor costo posible y seguro. El mercado eléctrico debe ser capaz de diseñar y examinar las características particulares de la electricidad desde el punto de vista económico y con la dificultad técnica que implica la operación de un sistema eléctrico de potencia (SEP) [9], [10].

En la actualidad, el sector eléctrico considera que las etapas de transmisión y distribución poseen particularidades de un monopolio natural, caso que no sucede para la producción de energía, y las transacciones minoristas pueden ser eficientes en una competencia determinada [9], [11].

Existen diversas maneras de estructurar el mercado eléctrico para obtener la eficiencia económica en una empresa que tiene monopolio natural y abrir el camino hacia la competencia; en primer lugar, las empresas estatales por medio de un mandato que requiera entregar un servicio con precios moderados, y segundo, que la empresa privada cumpla con una regulación del sector eléctrico para la prestación de un servicio adecuado con una tasa de retorno razonable sobre la inversión privada [9], [10].

2.1.1. Tipos de modelos de mercados eléctricos en América Latina

2.1.1.1. Mercado mayorista

En América Latina, en general, los mercados eléctricos son administrados por los operadores del sistema y está integrado por los productores de la energía por el lado del suministro eléctrico y obedeciendo al sistema que pertenezca existirá más o menos compradores de energía. Los compradores comunes en el mercado mayorista son los distribuidores (cuando tienen funciones minoristas), comercializadores (compran la energía para abastecer a clientes minoristas) y grandes clientes (usuarios de gran consumo como empresas o industrias que pueden tener tarifas reguladas e intervenir directamente en el mercado de intercambio de electricidad) [9], [10], [12].

La compra y venta en el mercado mayorista pueden ser por medio de contratos o al contado. Cuando los distribuidores o comercializadores disponen ofrecer precios minoristas seguros, es común que la mayoría de los intercambios en el mercado se realicen mediante contratos, evitando así el riesgo de pérdidas por el aumento de precios en el mercado mayorista que no se pueden trasladar a los consumidores [9]–[12].

En este modelo de mercado, todos los productores de energía que son parte del sistema eléctrico compiten en condiciones análogas para establecer contratos de venta de energía a largo plazo con empresas de distribución y/o grandes clientes (grandes consumidores como industrias), a más de esto compiten para ofrecer su generación en el mercado mayorista a corto plazo, gestionado por el operador del mercado eléctrico. Las redes de transmisión son el sistema físico abierto a todo lo que permite la libre competencia y el funcionamiento de un mercado eléctrico mayorista [9]–[12].

En Ecuador existen dos tipos de compradores mayoristas: compradores regulados que son las empresas distribuidoras y compradores libres que, según la normativa de Ecuador, para convertirse en un comprador libre es requisito consumir más de 4500 MWh/año, y tener una demanda máxima mayor a los 650 kW en los 6 meses anteriores [9]–[12] de acuerdo a la Regulación ARCERNR 003/21 [13].

En Ecuador no existe un mercado mayorista propiamente, la generación de las centrales eléctricas son despachadas en orden de mérito económico de acuerdo a costos variables declarados [9]–[12].

2.1.1.2. Mercado minorista

El mercado minorista no está regulado por la cantidad de comerciantes existentes, que adquieren energía del mercado mayorista y con los distribuidores monopolistas, buscan clientes que ofrezcan mejores condiciones de precio en las diferentes franjas horarias [10], [11].

Se asume que los cargos de distribución y venta son parte de un monopolio natural que regula su uso y precio, no obstante, las transacciones en los mercados minoristas constituyen las ventas de energía de cogeneradores y pequeños generadores de electricidad a distribuidoras. Además, este tipo de mercado representa una parte importante de la generación eléctrica [10], [11].

2.1.1.3. Mercado del día anterior

En este tipo de mercado, los participantes presentan el valor que tienen disponible para la venta y en el caso de la demanda, presentan el valor que están dispuestos a pagar. Para esto, es importante la relación existente entre las curvas de oferta y demanda para cada hora del día, que dependerá de la cantidad de mercados participantes para tener precios un día antes de que ocurra el suministro real. Los saldos obtenidos después de este día serán liquidados en el mercado intradiario o mercado en tiempo real [10].

Una ventaja de este tipo de mercado es que los comercializadores pueden incluir un valor agregado a los servicios que ofrecen o satisfacer otras necesidades solicitadas por los consumidores, a más de ayudar a producir beneficios para todos los actores del sistema como nuevas plataformas o sistemas de intercambio [10].

2.1.1.4. Mercado en tiempo real

En este tipo de mercado los participantes tienen la opción agregada que al empezar la operación pueden enviar ofertas o incluso comprar energía el mismo día de la operación. Por otro lado, en el día del trato, los participantes pueden renegociar toda la demanda de energía para algunos períodos de carga, o negociar algunos deltas establecidos por el administrador del mercado [10].

Este tipo de mercado brinda grandes beneficios con herramientas y plataformas para que los actores del mercado tengan mayor información y tomen las decisiones adecuadas de compra y venta, así como transacciones más seguras en tiempo real, pronóstico con analítica, y otros [10].

2.1.2. Mercado Eléctrico Ecuatoriano

La organización del mercado eléctrico ecuatoriano está formada por tres grupos: Generación o producción de energía, transmisión o transporte de la energía y la distribución y comercialización de la energía. La producción de la energía está regulada y controlada por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), organismo que se encarga de cumplir y hacer cumplir las regulaciones. El organismo superior es el Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables es el delegado de presentar el permiso para habilitar el inicio de las operaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución a los agentes estatales y privados [12]. En la Figura 2-1 se puede observar el esquema del sector eléctrico ecuatoriano.



Figura 2-1. Esquema del sector eléctrico ecuatoriano. Fuente: [14]

2.1.2.1. Mercado spot

Es un tipo de mercado de valores, es decir, la energía negociada resulta de los flujos reales de energía, en donde los precios reflejan las condiciones del mercado al momento de suministrar la electricidad producida hasta los consumidores. El valor de la energía no se actualiza continuamente, sino en períodos de tiempo de una hora [10], [11], [15].

El precio por MWh se determina para cada hora del día (un valor para las 24 horas del día). Se obtienen de la curva de la oferta y la demanda, este precio es el producto del cruce o punto de casación de estas dos curvas.

En Ecuador los clientes no cuentan con acceso directo al mercado spot, pues los encargados son las empresas generadoras con las que se establecen los contratos. Las empresas distribuidoras y los grandes clientes tienen el requerimiento de haber establecido contratos antes de consumir a través de la red eléctrica [10], [11], [15].

2.1.2.2. Mercado de contratos

Es un tipo de mercado en donde las transacciones se negocian en contratos de corto o largo plazo entre generadores y distribuidores o generadores y grandes clientes. Los contratos se desarrollan libremente en cantidades y precios, los mismos que en la mayoría de los casos se ponen en conocimiento del Operador del Sistema, para que este verifique si existe la capacidad para el transporte y producción necesaria para llevar a cabo las negociaciones pactadas y mantener equilibrio en el sistema [10].

2.2. Red eléctrica tradicional

La secuencia para suministrar energía eléctrica en la red tradicional, inicia en la etapa de generación, las fuentes son variadas de origen renovable o no, como fuentes solares,

hídricas, fósil, entre otros. La siguiente etapa es la transmisión, en la cual se transfiere la energía eléctrica desde la generación a la etapa final denominada distribución, en donde se conecta la carga de los consumidores a la red eléctrica en medio y bajo voltaje [16].

En la Figura 2-2, se exhibe un esquema de una red eléctrica tradicional con las etapas de generación, transmisión y distribución.

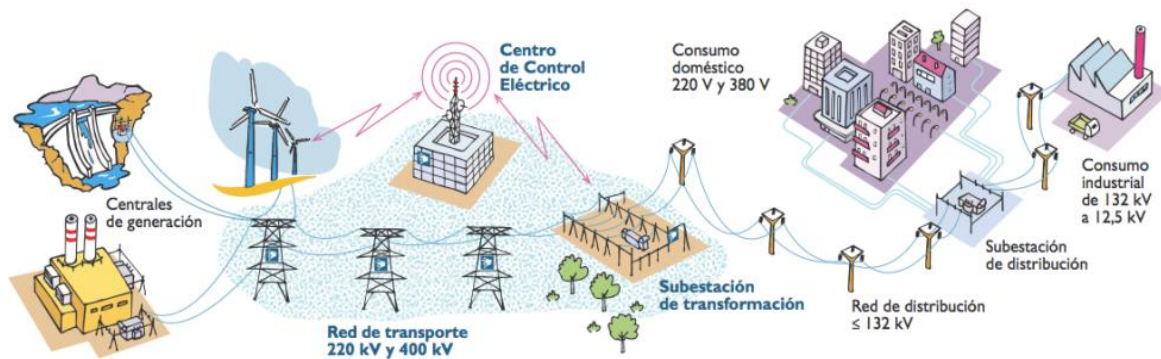


Figura 2-2. Red eléctrica tradicional. Fuente: [17]

2.3. Redes eléctricas inteligentes

En los últimos años se ha desarrollado un cambio de paradigma en los sistemas y mercados eléctricos, la investigación toma como referencia el cambio de los tradicionales sistemas centralizados con grandes centros de generación, separados de las principales zonas de consumo, por las ya conocidas redes eléctricas inteligentes (en el idioma inglés Smart Grids) - SG, este nuevo sistema, abarca el sistema tradicional eléctrico e implementa tecnologías de información y comunicación para digitalizar su infraestructura, de tal manera que se acceda a la información en tiempo real de los distintos puntos de la cadena de suministro [15], [17]. En la Figura 2-3 se puede observar la arquitectura de una red inteligente.

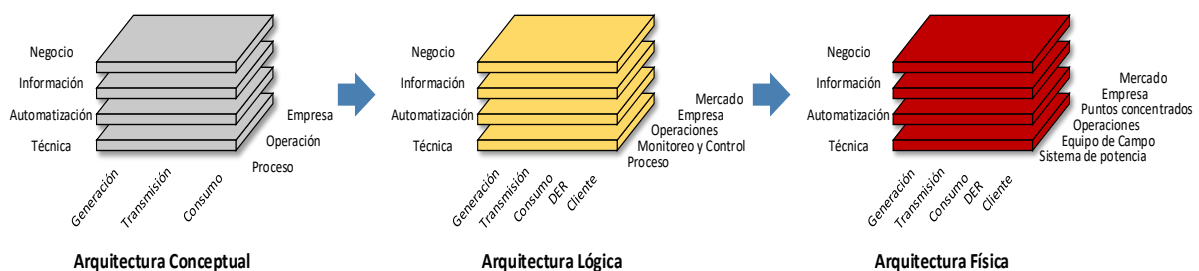


Figura 2-3. Arquitectura de una red inteligente. Fuente: [20]

2.3.1. Ventajas de las redes inteligentes

Beneficios que aportan las redes inteligentes se tienen en [16], [18], [19]:

Desde el punto de vista de información:

- Mejora de los indicadores de rendimiento del sistema.
- Mayor satisfacción del consumidor.
- Mejora del sistema de información que facilite el suministro de información para los diferentes tipos de tarificación, gestión de recursos, operación del sistema.
- Provisión de datos para una planificación estratégica, así como un mejor soporte para los sistemas de control inteligentes distribuidos.
- Abastecimiento energético más fiable y económico, potenciado por el flujo de información y la comunicación segura.
- Facilitación del mantenimiento predictivo, reducción de costos y mejora del suministro energético gracias al diseño de la SG.
- Facilitación, por medio del flujo de información, de la actividad de las entidades reguladoras en cuanto a fijación de costos, tarifas, etc.
- Facilitación de la gestión de recursos a los centros encargados del control de la operación.
- Acceso a histórico de datos para una planificación estratégica.

Desde el punto de vista de almacenamiento energético [16], [18], [19]:

- Control de tensión: dan soporte a alimentadores muy cargados, proporcionan una corrección del factor de potencia, reducen la necesidad de limitar la generación distribuida, ayudan a mitigar flicker, sobretensiones y huecos de tensión.
- Gestión del flujo de potencia: redirección del flujo de potencia, reducción de flujos inversos y minimización de pérdidas.
- Recuperación: ayudan al control de tensión y la gestión del flujo de potencia en una red reconfigurada tras un fallo eléctrico.
- Mercado energético: arbitraje, mercado de balances, reducen la variabilidad de la generación distribuida, incrementan el rendimiento de la generación distribuida, sustituyen a la reserva de capacidad (spinning reserve).
- Comercial/regulatorio: ayudan a cumplir estándares de seguridad y reducir el tiempo perdido por los consumidores en algunas operaciones.
- Gestión de la red: ayudan a las redes aisladas y a las recuperaciones, permiten conexiones alternativas entre distintos alimentadores.

Y finalmente ventajas que aportan a las redes de distribución son [16], [18], [19]:

- Permiten una participación directa de los consumidores. Los consumidores en las SGs son informados y el proceso de uso y compra de energía se ve modificado. Pasan a existir opciones de oferta diferentes, incentivos y penalizaciones.

- Se adaptan a todas las opciones de generación y almacenamiento.
- Habilitan nuevos productos, servicios y mercados.
- Proporciona calidad de la energía. La SG ofrece un suministro energético fiable y con pocas interrupciones.
- Optimiza el uso y la operación de los recursos.
- Se anticipa y responde a perturbaciones en el sistema.
- Opera con resiliencia frente a ataques y desastres naturales. La SG resiste ataques tanto a la infraestructura física (subestaciones, apoyos, transformadores, etc.) como a la estructura cibernética (mercados, sistemas, software, comunicaciones).

2.3.2. Desventajas de las redes inteligentes

Si bien la implementación de las redes inteligentes en una red tradicional puede traer grandes beneficios, se han encontrado los siguientes obstáculos [16], [18], [19]:

- Altos costos para la implementación de equipos, actuadores y otros.
- Políticas no bien definidas para regular la implementación.
- Fragilidad a ciberataques.
- Privacidad y protección de datos.
- Complejidad técnica.
- Exclusión digital.

2.3.3. Microrredes

Una de las posibles infraestructuras para el desarrollo de las redes inteligentes son las microrredes, cuyas principales características son su reducido tamaño, la alta presencia de generación distribuida a través de fuentes renovables y la posibilidad de operar conectada o aislada (operación en isla) del resto del sistema eléctrico [18], [19].

Esto plantea importantes retos, pues el control de este tipo de redes y su operación en los diferentes modos no está resuelto en la actualidad. Se han desarrollado propuestas de control de recursos energéticos distribuidos (DER, del inglés Distributed Energy Resources) y microrredes [21]. El objetivo de estas estrategias es optimizar el control de este tipo de redes de manera que se aprovechen al máximo los recursos distribuidos y los intercambios energéticos con el sistema [22]. A este respecto, existen diferentes estrategias para la importación o exportación de energía entre la microrred y el sistema. Este tipo de estrategias deben ser estudiadas y desarrolladas para aportar una mejora importante en el futuro de los mercados energéticos [21], [22].

La operación autónoma de las microrredes es una función que podría aportar grandes beneficios al sistema en términos de fiabilidad y calidad de la energía [19]. Para ello, es necesario seguir desarrollando estrategias de control que permitan optimizar la operación en isla de las microrredes. Actualmente se han desarrollado propuestas de diferentes estrategias de control, como la operación con uno o varios maestros o el control secundario de potencia-frecuencia [21], [22].

Algunos de los beneficios de las microrredes son:

- Mejora de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.
- Reducción de los costos de energía eléctrica a largo plazo.
- Integración de fuentes de energía renovable en la red eléctrica.

Por otro lado, algunas de las desventajas de las microrredes son:

- Costo inicial de inversión en la implementación del sistema.
- Dificultad en la coordinación y regulación de las microrredes con la red eléctrica mayor.
- Dependencia de fuentes de energía renovable, que pueden ser menos confiables que las fuentes de energía convencionales.

2.3.4. Medidores inteligentes

Hay que recordar que los sistema de medición de energía eléctrica, son considerados como elementos clave en un sistema de distribución, análogamente podría considerarse como el corazón del sistema de distribución, ya que permite medir y facturar la energía eléctrica, los ingresos económicos que percibe la distribuidora dependen directamente del control y operación del sistema de medición [16].

En los últimos años, este sistema ha obtenido considerables avances, pasando de equipos electromecánicos a electrónicos, y en la actualidad a sistemas inteligentes, capaces de discriminar la magnitud del consumo de energía y reportar la información en tiempo real a la empresa de servicios públicos y/o al operador del sistema para una mejor supervisión y facturación [16].

Los contadores de energía inteligentes cuentan con las siguientes funciones mínimas [16]:

- Comunicación bidireccional en tiempo real, registro en 4 cuadrantes
- Registro y almacenamiento temporal de datos a través de una memoria interna
- La función de control de carga, corte y reconexión a través de sensores y equipos propios del contador

- Programación y parametrización de las magnitudes (V, I, F, THD, Sags, Flickers) y tarifas horarias TOU
- Seguridad en las comunicaciones contra intrusos
- Visualización del monitoreo en tiempo real, conexión homologada con diferentes marcas y equipos
- Diferentes maneras de facturación, pre-post pago

2.3.5. AMI Advance Metering Infrastructure (Infraestructura de medición Avanzada)

Una parte importante en las redes inteligentes, es la infraestructura de medición avanzada (AMI). En las redes inteligentes se conjetura el uso de medidores digitales con microprocesadores que contiene dos vías de comunicación, que permite la lectura remota del consumo y proporciona información en tiempo real de magnitudes eléctricas para el monitoreo y control del sistema de distribución a través de un sistema de administración de la demanda como se muestra en la Figura 2-4 [23]. Cuentan con la capacidad de conexión y desconexión de los servicios eléctricos a grandes distancias, también permiten el control y maniobras de los centros de operación y planificación, los datos se podrían obtener en tiempo real para una mayor fiabilidad del servicio [16].

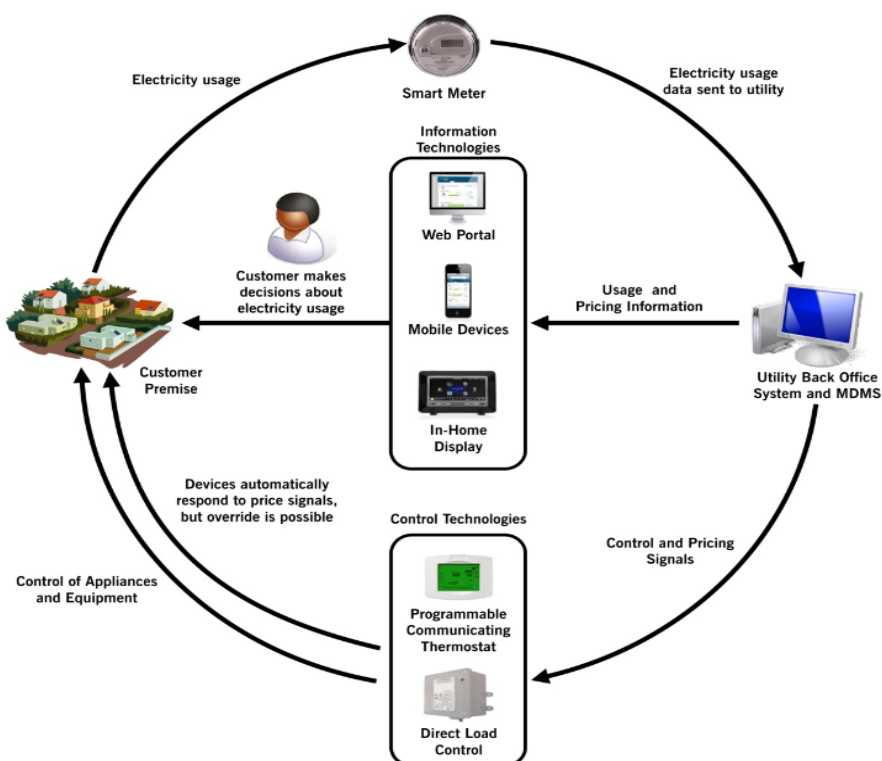


Figura 2-4. Estructura de la Medición Avanzada

2.3.6. Net Metering

Es un sistema de medición para los usuarios que han decidido adoptar los sistemas de generación solar fotovoltaica para implementar una forma de ahorro en las facturas por servicio eléctrico además de almacenar la factura eléctrica para compensar el consumo con la generación del Sistema Fotovoltaico (SFV), este sistema se ha vuelto innovador ya que es el principal impulso de rentabilidad en el mercado italiano y de diferentes países europeos [24], [25].

Esta técnica da un paso más para el desarrollo de redes inteligentes, pero existe una pausa significativa para esta tecnología debido al problema regulatorio, existe diferentes países donde existen los componentes, equipos y lugar para las instalaciones de esta tecnología, pero por el problema descrito no es posible la implementación de este tipo de técnica. Este sistema propone aplicar la diferencia de energía de un sistema de GD que en la mayoría de los casos se la realiza por SFV, a la demanda total sin modificaciones de la edificación, con la meta de obtener ahorros notables en la caja de medición [26].

Con el uso de esta tecnología, disminuirán las inversiones públicas y se concentrará en los beneficios para el usuario, así de este modo, el cliente se encuentra en una posición que pueda manejar y controlar la generación y los flujos bidireccionales tanto del consumo como del recurso económico. Este sistema utiliza la medición bidireccional para determinar el consumo de la energía inyectada o extraída de la red [26].

Para el análisis de los periodos e intervalos de tiempo de la tecnología utilizada, en el caso del SFV, se considera la mayor cantidad de generación en las horas pico solar, para una vivienda necesariamente deberá contar con un sistema de almacenamiento, debido a su consumo permanente en el día, es beneficioso que este sistema no sea de tipo isla y se encuentre conectado al sistema de distribución [26].

En la Figura 2-5, se muestra un ejemplo de generación distribuida, mediante generación solar a través de un sistema fotovoltaico. La energía inyectada a la red con el sistema fotovoltaico es medida mediante un medidor bidireccional.



Figura 2-5. Ejemplo de facturación neta. Fuente: [27]

2.4. Planta virtual de energía

La planta virtual de energía (del idioma inglés Virtual Power Plant -VPP), es un sistema virtual que integra de manera eficaz la generación distribuida (GD), los sistemas de almacenamiento de energía y a la carga (consumo) de la red eléctrica [28].

El objetivo de un VPP es centralizar múltiples fuentes de energía y gestionar la demanda en función de las unidades de generación distribuida, puesto que, una VPP consiste esencialmente en un software remoto que ayuda a regular el consumo particular de la energía conectando, coordinando, y monitorizando los generadores de energía descentralizados, los de almacenaje, y los de carga controlada [29].

2.4.1. Características de una VPP

La estrategia de control de las VPP se puede dividir en tres diferentes patrones: control centralizado, control distribuido y control totalmente distribuido, según su estructura e información. Dependiendo de los roles y la responsabilidad, VPP se distingue como VPP comercial (CVPP), VPP técnico (TVPP) y VPP combinado [29].

2.4.1.1. VPP comercial (CVPP)

En un CVPP se agrega la capacidad de diferentes unidades de recursos energéticos distribuidos (DER) para participar en un mercado mayorista de energía, el objetivo de un CVPP es minimizar los costos de producción y maximizar las ganancias [29].

2.4.1.2. VPP técnico (TVPP)

Un TVPP consiste en diferentes DERs en la misma zona geográfica e incluye la influencia en la cuadrícula local. El objetivo principal de un TVPP es estabilizar la red de distribución [29].

2.4.1.3. VPP combinado

Un VPP combinado es un tipo de VPP, mencionados anteriormente, para minimizar sus efectos negativos y maximizar sus beneficios. La VPP combinada debe ser operada por terceros y debe incluir ofertas de productos basadas en el mercado, como servicios de red, y debe considerar el impacto de los horarios en la red eléctrica local [29].

A diferencia de las plantas reales (o generadores reales), las plantas virtuales de generación están integradas por pequeños generadores conectados a la red de distribución que están geográficamente distribuidos, tales como generadores eólicos, centros de cogeneración, sistemas fotovoltaicos, pequeñas plantas mini-hidráulicas y unidades de biogás. El objetivo principal de las VPP es el de proporcionar a la red tanto energía como servicios de operación en las mismas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad en que lo haría una planta de generación convencional. De este modo, las plantas virtuales son capaces de compensar fluctuaciones de demanda, optimizando en tiempo real los recursos energéticos.

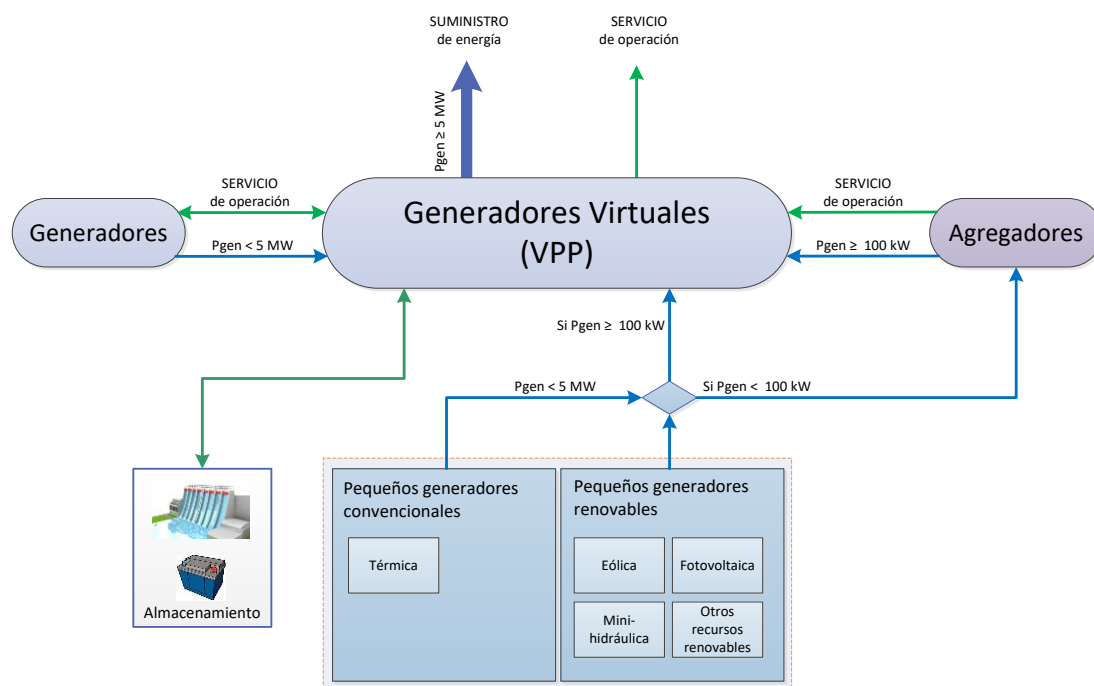


Figura 2-6. Actividades de los generadores virtuales.

En la actualidad existen ejemplos de VPP cuya implementación ha demostrado la conveniencia de este tipo de instalaciones. Por ejemplo, la compañía alemana RWE Deutschland AG, que opera la red de distribución del área noroeste de Alemania y es el segundo productor eléctrico del país, instaló una VPP que integra diferentes recursos renovables y que cuenta en la actualidad con una capacidad de 80 MW. Mediante esta planta virtual, RWE suministra energía a la red para su participación en bloque en el mercado eléctrico alemán mediante la plataforma de intercambio European Energy Exchange (EEX)

en Leipzig a la vez que proporciona servicios de regulación secundaria y terciaria (“minutes reserve”) al sistema.

Debido a la integración de pequeños recursos de generación que pueden conectarse y desconectarse con facilidad, las VPP tienen un valor adicional para la operación ya que son más flexibles que los grandes generadores y pueden ofrecer esta flexibilidad al sistema eléctrico con los mecanismos de operación y control adecuados.

Las VPP pueden también integrar recursos de demanda para ajustar sus servicios a las necesidades del sistema, bien de forma directa para los grandes consumidores o a través de agregadores. Así mismo, las VPP podrían intercambiar servicios de operación con generadores reales, recibiendo o dando soporte a la operación de otras plantas para que estas cumplan con los requerimientos adecuados.

Conceptualmente las VPP deben proporcionar una potencia en conjunto de al menos 5 MW, tal y como se ha definido para los generadores reales. Los recursos de generación a agregar podrían ser:

Generadores convencionales con una capacidad de producción de entre 100 kW y 5 MW conectados a la red de distribución.

Generadores renovables con una capacidad de producción de entre 100 kW y 5 MW conectados a la red de distribución.

Los generadores más pequeños, con una capacidad de producción entre 10 y 100 kW deben ofrecer su capacidad mediante agregadores.

De cara a garantizar la coordinación entre las unidades de generación distribuida y la provisión de la capacidad de regulación requerida, todos los generadores conectados a la red de distribución podrían estar integrados en una estructura de planta virtual de generación. Por lo tanto, debería existir, al menos, una VPP en cada una de las zonas en las que se prevé la implantación significativa de generación distribuida.

2.4.2. Flexibilidad y optimización

Las VPP permiten agrupar las fuentes de energía residenciales y las comerciales o industriales, controlar de forma conjunta bajo un tipo de precios o de programas de recursos de energía distribuida. Esta segmentación por tipo, ubicación, necesidades, costo, etc., ofrece a los consumidores una gran flexibilidad, previsiones más eficientes y mejora la toma de decisiones operativas [28].

Una VPP puede ofrecer una respuesta de demanda a un agregador que opera en el mercado. Sin embargo, en el sector residencial esta flexibilidad puede estar sujeta al comportamiento de los residentes [28].

Cuando se introduce la central eléctrica virtual, las diferentes unidades de generación de energía pueden producir energía para todos los centros energéticos en función del costo del combustible y la demanda, puesto que, siempre que una unidad de generación de energía produce electricidad consume combustible y el costo de este combustible es muy elevado si no se controla de forma óptima [28].

El excedente de energía de cada grupo energético se almacena y se transmite a otro centro a través de la VPP, el costo de la demanda generada es significativamente menor que cuando los centros de energía funcionan solos. Esto se debe principalmente al orden de prioridad de despacho de las unidades de generación [28].

2.5. Modelo agregador en Sistemas de Energía Eléctrica

El componente central de una VPP es un agregador que opera en los mercados eléctricos, recupera datos de medición y envía programaciones o comandos a los controladores [30].

La implementación de programas de Respuesta a la demanda, requiere de importantes inversiones en infraestructura tecnológica para el usuario y para la entidad que lo represente en el mercado energético, o quien se encargue de operar y transar las modificaciones en el consumo eléctrico. Los agentes agregadores de energía se encargan de gestionar y agrupar el consumo de electricidad de varios usuarios finales y actúan como una sola entidad al momento de participar en la compra y venta de electricidad o servicios operativos requeridos en la red [30].

Los agregadores tienen conocimiento de las necesidades energéticas, las condiciones técnicas de las instalaciones y los hábitos de consumo de sus clientes. Esto les permite dotarse con la capacidad tecnológica y administrativa para tomar decisiones sobre las cargas a agregar, con el objetivo de cumplir obligaciones establecidas en contratos o requerimientos del operador del sistema. En este orden de ideas, la estructura de negocio de la entidad que actúa de agregador permite utilizar generación y demanda flexible, y análisis de datos para relacionarse bidireccionalmente con la demanda y el operador del despacho [30].

A los consumidores de energía, el agente agregador les ofrece remuneración por los cambios de sus consumos o disminución del precio por kWh/mes facturado, a cambio de permitir la reasignación de la carga en períodos en los que se presenta mayor congestión en la red, e incluso mediante la intervención en su sistema de producción a través de la implementación

de fuentes de generación de respaldo, como paneles solares y otras estrategias de eficiencia energética [30], [31].

El agregador se relaciona con el operador del despacho de carga o el operador de la red de distribución, según aplique la regulación, pero en todos los casos, siendo el encargado de ejecutar estratégicamente el deslastre de carga según lo requieran eventos en el sistema, o los vínculos comerciales que establezcan las partes. El manejo de tecnologías de monitoreo en tiempo real y análisis de datos han convertido a los agregadores en entidades prestadoras de servicios complementarios como control de tensión y de reservas operativas para los Estados Unidos y Europa según la literatura reciente. Adicionalmente, los agregadores tienen disponibilidad de información sobre consumos y precios, lo cual permite a los consumidores obtener históricos estáticos para elaborar pronósticos con errores de precisión muy bajos a fin de obtener información que permita la participación en los mercados operativos de reserva y capacidad [30], [31] con información cuasi exacta.

El público de interés en estos agentes puede sobrepasar a los consumidores de energía eléctrica que buscan reducir sus tarifas, ya que, en algunos mercados, las plantas de generación se convierten en el público objetivo de empresas agregadoras. Esto se da gracias a la capacidad de los agentes agregadores para centralizar las curvas de generación de diferentes tecnologías en un mismo sistema, convirtiéndose en un gestor de la producción y la flexibilidad de diferentes plantas de energía [30].

El mercado de servicios auxiliares se viabiliza para los agregadores a partir del despliegue tecnológico en fuentes de generación y monitoreo, conocimiento de las curvas de demanda, y uso de baterías distribuidas en las instalaciones de sus clientes, que le permiten flexibilizar los consumos, manteniendo los niveles de satisfacción asociados a las actividades de estos [30].

La disponibilidad del recurso de baterías para la aplicación de servicios auxiliares en el sistema, se vuelve factible a medida que los usuarios son representados ante el mercado de energía por el mismo agente, ofertando servicios de control de tensión y reserva sincronizada. Esta tecnología es especialmente lucrativa comparada con los recursos tradicionales, considerando que las baterías tienen una rampa de funcionamiento más alta y pueden responder más rápido a las contingencias del Sistema [30].

Estas aplicaciones demuestran que las empresas agregadoras tienen el potencial para implementar estrategias, que transforman la disponibilidad energética de sus clientes en ofertas de mercado para las reservas operativas de la red, a través del uso de herramientas

tecnológicas y de monitoreo que crean relaciones con el consumidor y el operador de la red [30].

La estructura de operación de este nuevo agente en el sistema eléctrico permite que la red tenga costos operativos más bajos a causa del aumento en la flexibilidad de operación, la cual se da a partir del mayor despliegue de recursos que proporcionan estabilidad a la red, y dan la posibilidad de operar cargas acordes a las necesidades geográficas (operación nodal) y horarias del sistema de transmisión. Los efectos a mediano plazo de estas condiciones se reflejan en mayor facilidad de instalación y operación de nueva generación, a medida que la congestión de la red se reduce [30].

Estas modificaciones sobre la matriz energética y su operatividad, aumentan la inclusión de generación distribuida y facilitan las maniobras de desconexión de la red y la operatividad de las cargas. Diferentes autores coinciden en que el éxito de la implementación, depende de la estructura operacional de los sistemas en donde se ejecuten, considerando las particularidades de la conformación vertical de la cadena energética y las necesidades de los usuarios, quienes se convierten en prosumidores y agentes activos, no solo en la red, sino también en la bolsa o mercado transaccional de energía [30].

Principales actividades comerciales de un agregador [32]:

1. Envía señales de control específicas a los prosumidores conectados, obligándoles a reprogramar su perfil de consumo o producción.
2. Agregar las flexibilidades de consumo y producción de los prosumidores y ofrecer los servicios a los participantes interesados, a través de los mercados.

La arquitectura del agregador consta de las siguientes funciones [32]:

- Segmentación de consumidores
- Previsión del consumo
- Previsión de flexibilidad
- Previsión del mercado
- Planificación comercial óptima
- Gestión de la cartera de mercados y consumidores

La función principal encargada de gestionar la demanda eléctrica es la “Previsión de flexibilidad”, puesto que, el objetivo de esta función es predecir y modelar el perfil de carga de cada grupo de consumidores (cluster) antes y después de la aplicación de una señal de incentivo de precios [30].

La aplicación de un incentivo adecuado, enviado por el Agregador, desencadena un cambio en el patrón de consumo de cada uno de los prosumidores. Dependiendo de la política de incentivos utilizada, se producen diferentes perfiles de carga para formar una gran variedad de productos de Respuesta a la Demanda [30].

2.5.1. Agregadores

Los agregadores como gestores de recursos de demanda, construyen paquetes flexibles de demanda de tamaño significativo que pueden ser ofertados a los gestores de red y otros agentes interesados. Este potencial de flexibilidad puede ser proporcionado por los consumidores a través de la gestión de cargas flexibles o bien mediante sistemas de almacenamiento o de recarga de vehículos eléctricos disponibles en la instalación. En cualquier caso, los servicios de respuesta de la demanda tienen siempre un carácter de modulación de la carga (aumento o reducción del consumo) pero nunca de inyección de potencia a la red. Los agregadores podrían ofrecer los servicios de gestión de la demanda tanto a operadores de red (transporte y distribución) para servicios de operación de la red, o a comercializadores que quisieran utilizar estos recursos para optimizar su portfolio de compras de energía para ajustarlo a la demanda de los consumidores a los que suministran electricidad en el mercado minorista, evitando así posibles penalizaciones por desvíos.

Por otro lado, los agregadores pueden también agregar pequeños recursos de generación con el fin de construir paquetes de potencia de suficiente entidad (al menos 100 kW) como para ser admisibles por una planta de potencia virtual para utilizarlos en la producción de energía y suministro a la red. La principal diferencia entre las VPP y los agregadores es que, si bien las primeras tienen como objetivo el suministro de potencia al sistema, los agregadores no pueden hacerlo directamente sino solo a través de la venta indirecta de esta generación agregada a una VPP.

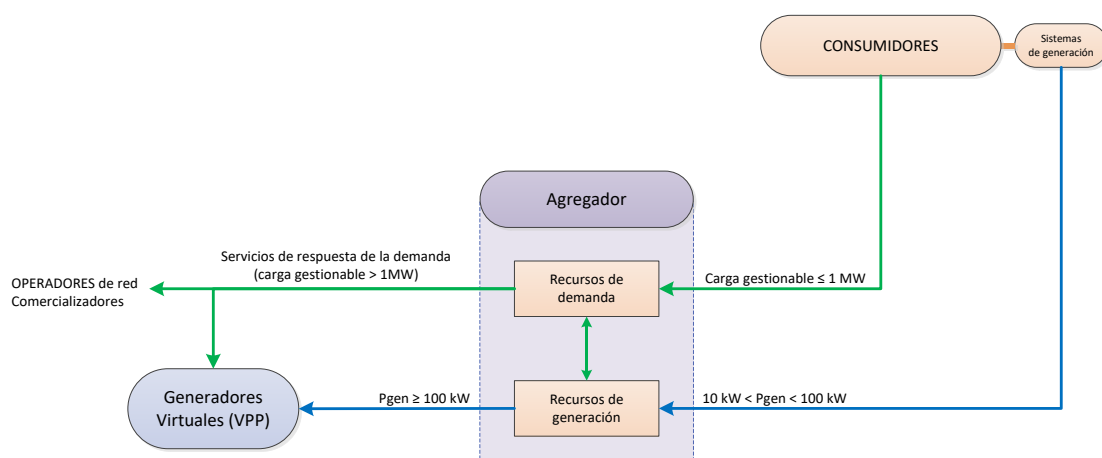


Figura 2-7. Actividades de los agregadores.

Los agregadores deben disponer de los equipos de medida y gestión adecuados que les permitan ofrecer al operador del sistema los servicios de operación en las mismas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad que los generadores. Si bien los generadores ofrecen estos servicios mediante aumentos o reducciones de la generación, los agregadores ofrecerían los mismos servicios mediante aumentos o reducciones de la demanda. De esta forma, el uso de recursos de demanda ofrecidos por los agregadores proporcionaría servicios más eficientes que los ofrecidos por la generación ya que ante un evento que requiriera un aumento de la potencia, el agregador activaría una reducción de la demanda, lo que implica una reducción de la carga y, por tanto, menores pérdidas en la red y mayor eficiencia del sistema en su conjunto.

2.5.2. Transportista

El transportista es el propietario de las infraestructuras que componen la red de transporte, incluyendo líneas de alto voltaje, subestaciones, transformadores, equipos de medida, etcétera. Como propietario de la red de transporte, sus funciones son:

- El desarrollo y ampliación de la red, realizando anualmente las previsiones de evolución de la demanda eléctrica a medio y largo plazo, así como de su cobertura, que son fundamentales para la elaboración de los planes de desarrollo de la red de transporte para los próximos años.
- Analizar todas las nuevas solicitudes de conexión a la red de transporte y limitar el acceso a ella cuando no disponga de capacidad suficiente o existan riesgos para la seguridad del suministro.
- El correcto mantenimiento de la red e infraestructuras asociadas.
- Garantizar a terceros el acceso a la red de transporte en condiciones de igualdad.

A cambio de sus servicios, el transportista recibe una tasa. Esta tasa deberá ser pagada por todos los consumidores conectados a la red en función de su nivel de voltaje, consumo y potencia instalada. Si bien otros agentes también se benefician del acceso a la red, tales como generadores, distribuidores, comercializadores, etcétera, el pagador final de esta tasa siempre terminará siendo el consumidor, al que serán transmitidos estos costos a través del precio al que paga el suministro eléctrico.

Dada su naturaleza, y puesto que desde el punto de vista de la teoría económica se sostiene que es económicamente más eficaz el mantenimiento de una estructura monopolista en estas actividades que su apertura a mecanismos de competencia, la red de transporte debería funcionar como monopolio natural con libre acceso a terceros mediante el pago de una tasa,

estando fuertemente regulada para proteger a los consumidores de potenciales abusos fruto del poder de monopolio.

2.5.3. Distribuidor

El distribuidor es el propietario de las infraestructuras que componen la red de distribución, que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo. Estas infraestructuras incluyen líneas de alto y bajo voltaje, subestaciones, transformadores, equipos de medida, etcétera. Como propietario de la red de distribución, sus funciones son:

- El desarrollo y ampliación de la red de distribución de su propiedad, así como de sus interconexiones con otras redes, realizando para ello los estudios y previsiones necesarios para garantizar a largo plazo una capacidad adecuada para satisfacer una demanda razonable con las condiciones de generación y suministro.
- Realizar las mediciones eléctricas necesarias en los puntos de conexión a la red de distribución relativa a la energía consumida de la red, energía proporcionada a la red y otros parámetros que se consideren necesarios. El distribuidor deberá proporcionar estas mediciones a terceros agentes (comercializadores, consumidores, etcétera) a cambio de una tasa, en las condiciones de confidencialidad y protección de datos requeridas en la legislación vigente.
- Analizar todas las nuevas solicitudes de conexión a la red de distribución y limitar el acceso a ella cuando no disponga de capacidad suficiente o existan riesgos para la seguridad del suministro.
- El correcto mantenimiento de la red e infraestructuras asociadas y la gestión de averías.
- Garantizar a terceros el acceso a la red de distribución en condiciones de igualdad.

Al igual que en el caso de la red de transporte, las redes de distribución deberían funcionar como monopolio natural, estando fuertemente reguladas para proteger a los consumidores de potenciales abusos fruto del poder de monopolio. El acceso a las redes de distribución deberá ser libre a cambio del pago de una tasa, que recibe el distribuidor a cambio de sus servicios. Esta tasa deberá ser pagada por todos los consumidores conectados a la red en función de su nivel de voltaje, consumo y potencia instalada.

2.5.4. Operador del sistema de transporte

El Operador del Sistema de Transporte o, simplemente, Operador del Sistema, es una entidad que realiza las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad de suministro en todo el sistema eléctrico nacional, así como la correcta coordinación entre el

sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en aplicación de la normativa vigente.

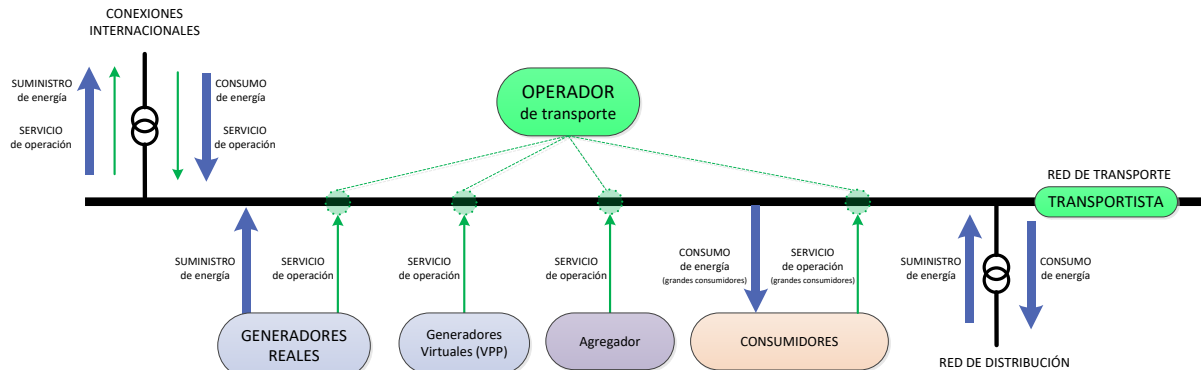


Figura 2-8. Actividades del operador del sistema de transporte.

El Operador del Sistema debe ser un agente neutral en el negocio eléctrico cuya misión es gestionar la red y, por tanto, ni compra ni vende energía. Sus servicios, al igual que el de los propietarios de la red, serían compensados por todos los consumidores conectados a la red mediante una tasa o tarifa en función de su nivel de voltaje, consumo y potencia instalada.

Las funciones del Operador del Sistema son:

- Garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico para que éste fluya desde los centros de generación hasta los de consumo en las condiciones legalmente establecidas.
- Garantizar la frecuencia de toda la red nacional en un valor próximo a los 60 Hz de consigna, dentro de los márgenes de variación permitidos en la normativa vigente. Para realizar esta función, el Operador del Sistema gestionará los servicios complementarios de control de frecuencia tales como la regulación primaria, secundaria y terciaria, que podrán ser proporcionados tanto por generadores como por consumidores, bien directamente o a través de agregadores.
- Garantizar la tensión en todos los nudos de la red de transporte en valores próximos a su valor nominal, dentro de los márgenes de variación permitidos en la normativa vigente. Para realizar esta función, el Operador del Sistema gestionará los servicios complementarios de control de tensiones y gestión de energía reactiva necesarios, que podrán ser proporcionados tanto por generadores como por consumidores, bien directamente o a través de agregadores.

- Gestionar los servicios de ajuste para la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios mencionados anteriormente u otros que pudieran ser necesarios y otros mecanismos de balances.
- Coordinar a los diferentes Operadores de distribución para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto.
- Gestionar los intercambios internacionales con los sistemas eléctricos de Colombia y Perú y coordinar las actividades necesarias para garantizar dichos intercambios con sus respectivos operadores.
- Establecer, en coordinación con los demás agentes del sistema, planes de maniobra para garantizar la reposición del servicio en caso de interrupciones.

2.5.5. Operador de distribución

De forma similar al Operador del Sistema, los Operadores de distribución gestionan la red de distribución del área que tienen bajo su responsabilidad para garantizar de forma exclusiva el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales conectados a dicha red en las condiciones de seguridad y calidad de suministro fijadas en la normativa vigente. No obstante, los operadores de la red de distribución no compran ni venden electricidad, puesto que esta actividad será desarrollada por otros agentes (comercializadores) que hacen uso de la red de distribución. Sus servicios, al igual que el de los propietarios de la red, serían compensados por todos los consumidores conectados a la red de distribución que ellos gestionan mediante una tasa o tarifa en función de su nivel de voltaje, consumo y potencia instalada.

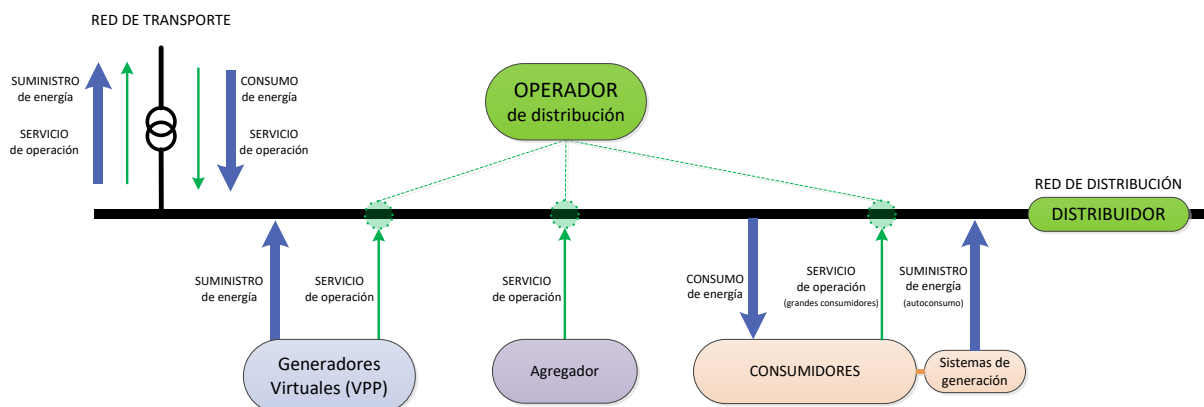


Figura 2-9. Actividades del operador de distribución.

A diferencia de la red de transporte, donde se ha considerado un único Operador del Sistema, se contempla la existencia de diferentes Operadores de distribución, en función del número de áreas de distribución consideradas para la mejor gestión del sistema eléctrico.

Las funciones del operador de la red de distribución son:

- Garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico para que éste fluya desde los puntos de conexión con la red de transporte hasta los consumidores finales en las condiciones legalmente establecidas.
- Gestionar los recursos de generación distribuida proporcionados por los consumidores en régimen de autoconsumo o por las plantas virtuales de generación, para garantizar su correcta integración en el sistema eléctrico. Para ello, el operador podrá utilizar recursos de operación proporcionados por las VPP, por agregadores y por los propios consumidores mediante los programas de respuesta de la demanda adecuados.
- Garantizar la tensión en todos los nudos de la red de distribución en valores próximos a su valor nominal, dentro de los márgenes de variación permitidos en la normativa vigente.

2.5.6. Comercializador

Los comercializadores son las compañías que suministran y venden la electricidad al consumidor final, y constituyen el primer punto de contacto cuando se contrata un suministro de electricidad. Para ello, los comercializadores se abastecen comprando grandes paquetes de energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales con generadores (reales o virtuales) para después suministrar esta energía a los consumidores finales mediante mecanismos del mercado minorista, actuando pues de puente entre ambos mercados.

Para realizar las compras en el mercado mayorista, las comercializadoras deben realizar previsiones de la demanda de los consumidores a los que suministran la energía. Dado que siempre existen diferencias entre la energía comprada y la energía suministrada, se producen desvíos por los que el comercializador debe pagar al mercado mayorista un precio normalmente elevado. Para ajustar mejor sus consumos en tiempo real con la energía previamente adquirida en el mercado mayorista, el comercializador podría utilizar recursos de demanda proporcionados por sus propios consumidores o por agregadores.

Los comercializadores deben disponer de medidas detalladas del consumo y, en su caso, saldo consumo-generación, de los clientes a los que están suministrando. Las medidas correspondientes deberán ser proporcionadas por el distribuidor, que es el responsable de las mediciones en la red de distribución y, por tanto, de determinar los flujos de potencia entrante y saliente de la red.

El beneficio obtenido por los comercializadores de su actividad se basaría en un margen comercial aplicado sobre los precios a los que paga la energía en el mercado mayorista, una

vez cubiertos todos los costos en que incurre debido a su actividad (pérdidas en la red, servicios de ajuste, peajes por utilización de la red, pagos a operadores, etcétera)

Los comercializadores deben tener capacidad financiera suficiente como exige su actividad, en tanto en cuanto que deben abastecerse de grandes cantidades de energía con antelación a su suministro y liquidación a los consumidores finales.

2.5.7. Gestor de las transacciones Mayoristas

El gestor de las transacciones mayoristas es un agente que tiene la misión de proporcionar los mecanismos necesarios de compra y venta de energía a corto plazo (un día típicamente) para que los diferentes agentes compradores y vendedores del sistema puedan abastecerse o ajustar sus posiciones resultantes de transacciones bilaterales (medio y largo plazo) a la realidad del suministro en que la generación tiene que estar instantáneamente ajustada al consumo más las pérdidas.

En el actual modelo eléctrico de Ecuador, esta función está realizada por el CENACE. El funcionamiento diario de las centrales de producción es determinado por CENACE, de acuerdo con los criterios de política energética establecida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Ninguna central puede enviar la electricidad a la red si no está incluida en esta programación. En el modelo de mercado que se propone, el funcionamiento de las instalaciones de generación de electricidad quedaría determinado a través de diferentes mecanismos gestionados por el Gestor de las Transacciones mayoristas.

En la estructura de mercado que se propone, esta función se puede realizar con diferentes mecanismos. En primer lugar, se podría realizar a través de uno o varios mercados mayoristas (diario, intradiario, etcétera), gestionado por el correspondiente Gestor de las Transacciones Mayoristas. En este modelo las empresas productoras comunicarían cada día de forma libre las condiciones de cantidad y precio a las que estarían dispuestas a vender la electricidad de sus instalaciones, siendo el Operador del Mercado quien fijaría en primera instancia las cantidades a producir por cada unidad generadora en función del resultado del mercado, considerando tanto las ofertas de producción como de compra de energía. En una etapa posterior a los resultados del mercado, el Operador del Sistema eléctrico determinaría las cantidades definitivas a producir, una vez adaptado el resultado del mercado a las condiciones físicas de la red.

Las funciones principales de este Gestor de las Transacciones Mayoristas serían las siguientes:

- La recepción, aceptación y casación de las ofertas de compra y de venta de electricidad, así como la determinación de precios en un mercado diario de electricidad.
- La comunicación con el Operador del Sistema sobre los datos relativos a los resultados de la casación de las ofertas en el mercado diario u otros que pudieran establecerse, y de las modificaciones que pudieran presentarse para adaptar los resultados del mercado a la situación física real de la red.
- La liquidación física y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud del precio final de la energía resultante del sistema.
- La exigencia a los agentes del mercado de acreditar su correcta actuación con el cumplimiento de las Reglas de Funcionamiento del Mercado, que deberían establecerse para regular su correcto funcionamiento.
- Asumir las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado mayorista de electricidad.

Otra forma de organizar este mercado de ajuste, se realiza a través de contratos bilaterales a corto plazo, contratos que se negociarían libremente entre los agentes compradores y vendedores, o a través de una plataforma de intercambio (conocida normalmente como PX), donde el regulador obliga a publicar índices relativos a los tipos de productos y al costo de la energía en el periodo horario.

En este último caso también sería necesaria la creación de mecanismos a muy corto plazo (horas antes del despacho) con el objetivo de conseguir recursos para mantener el balance entre la generación y la demanda.

2.5.8. Modelo completo de mercado eléctrico minorista para Ecuador

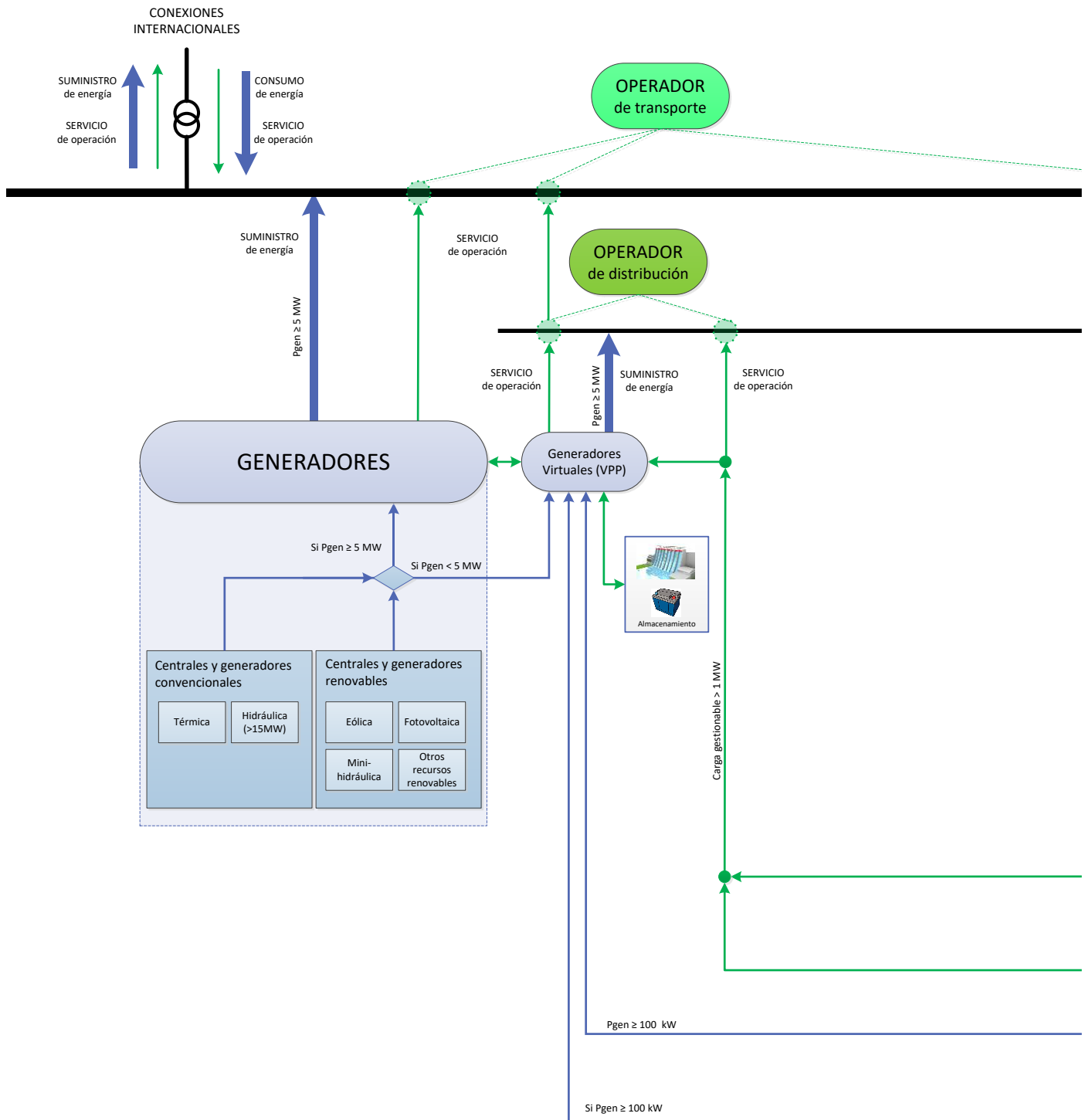
La Figura 2-10 muestra el modelo completo del mercado minorista para Ecuador, donde las relaciones existentes entre los diferentes agentes detallados anteriormente aparecen contextualizadas.

Las líneas azules muestran los flujos de potencia a través de las redes de transporte y distribución utilizados con fines de abastecimiento energético de los consumidores.

Por otro lado, las líneas en color verde muestran los flujos asociados a servicios de operación para el ajuste de la generación y la demanda.

En esta figura no aparecen ni el comercializador ni el Gestor de las Transacciones Mayoristas, ya que estos dos agentes están relacionados con las transacciones de energía desde el punto

de vista de mercado y no desde el punto de vista físico. Estas transacciones desde el punto de vista mercantil y de servicio se detallan posteriormente.



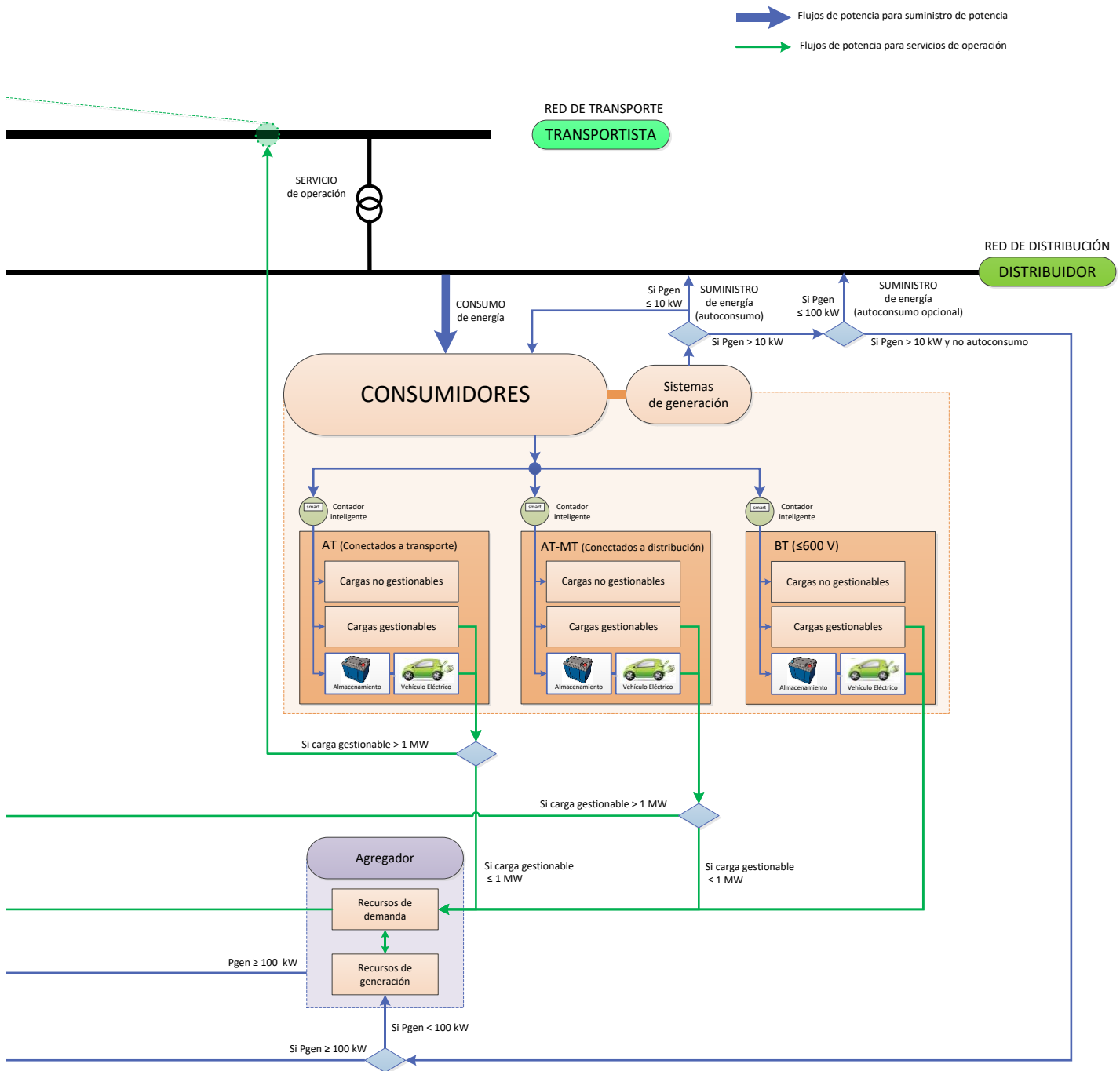


Figura 2-10. Estructura del Mercado Minorista: Actividades de los agentes en el mercado.

3. Normativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano

3.1. Leyes del servicio público de energía eléctrica

En el Ecuador, el estado es el ente encargado de regular, administrar, controlar y gestionar los sectores estratégicos cumpliendo con criterios de prevención, precaución, eficiencia y ambientales tal como lo dictamina el artículo 313 de su constitución aprobada en 2008. Es así que en el sector eléctrico del país se ha formulado leyes y creado organismo que se encargan de hacer cumplir los principios antes mencionados tanto para el sector público como para el privado, las leyes que interactúan en esta investigación están:

Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica (LOSPEE). - Ley que regula las actividades relacionadas al servicio público de energía eléctrica, promoción y ejecución de planes con energías renovables y establecimiento de mecanismos de eficiencia energética tanto para el sector público como privado.

Reglamento general a LOSPEE. - Se encarga de establecer las condiciones necesarias para la aplicación de la LOSPEE garantizando la transparencia en sus procesos.

Ley orgánica de defensa del consumidor. – Norma las relaciones entre proveedores y consumidores procurando la equidad y seguridad jurídica en ambas partes.

Ley orgánica de eficiencia energética. – Establece el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética (SNEE). Es la ley que más impulsa el uso racional y sostenible de la energía con políticas que favorecen a la movilidad eléctrica.

3.2. Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano

El ente superior encargado del sector eléctrico ecuatoriano es el Ministerio de Energía y Minas (MEM) quien planifica las políticas y otorga los títulos habilitantes, en un grado menor se encuentra la Agencia de regulación y control de energías y recursos no renovables (ARCERNNR) quien se encarga del cumplimiento de las regulaciones y control de la electricidad y por último se encuentra el operador nacional de electricidad (CENACE) quien es el encargado de operar y administrar el mercado eléctrico. En la estructura empresarial la generación y autogeneración están a un grado superior de las empresas de transmisión y empresas eléctricas de distribución y comercialización, en un grado inferior se encuentran los consumidores finales y grandes consumidores como se muestra en la Figura 3-1 [33].

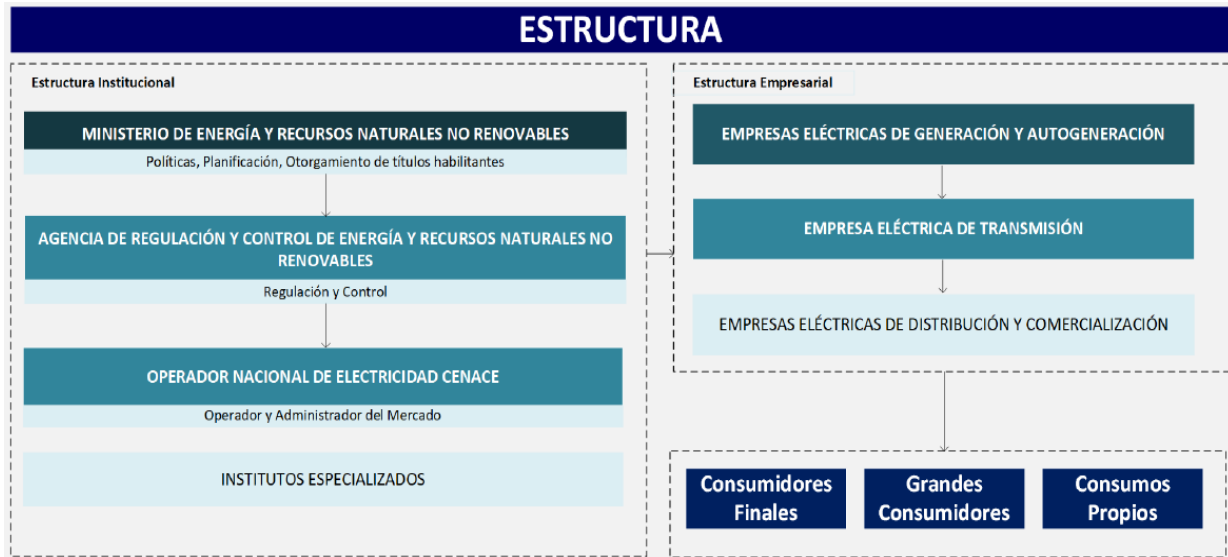


Figura 3-1. Estructura institucional y empresarial del sector eléctrico ecuatoriano. Fuente: [33]

3.2.1. Regulación ARCERNNR No. 001/2021 - Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica.

El objetivo principal de esta regulación es determinar los términos y condiciones para el proceso de habilitación conexión instalación y operación de sistemas eléctricos de generación distribuida con energías renovables para el abastecimiento de los consumidores [34].

La regulación ARCERNNR No. 001/2021 entró en vigencia en abril del 2021, reemplazando la No. 003/18 de octubre del 2018, a la presente fecha se han llevado a cabo proyectos solares fotovoltaico con una potencia nominal de 2.8 MWp distribuida en 80 proyectos entre residenciales, comercial y pocos industriales. Las empresas distribuidoras con mayor presencia de dichos proyectos llevados a cabo son El Oro, Guayas y Pichincha como se aprecia en la Figura 3-2 [35].

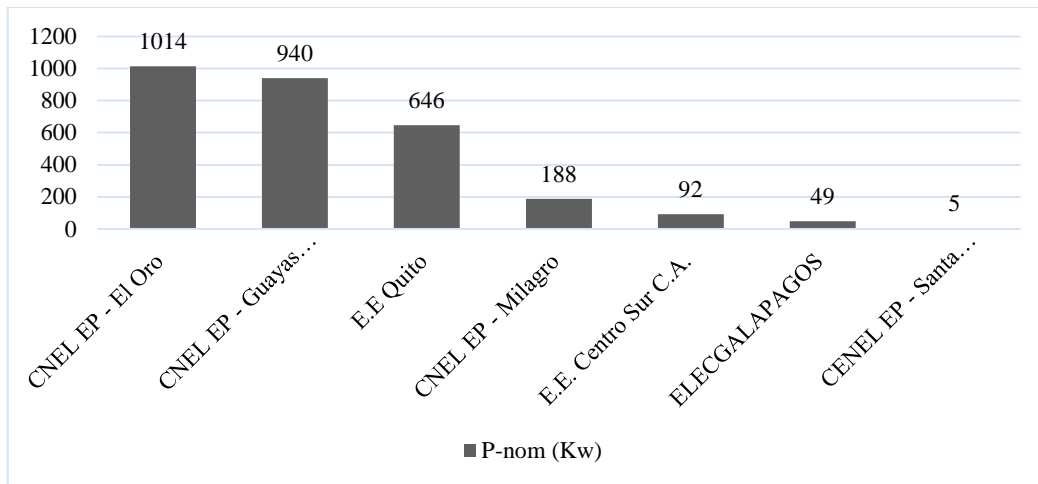


Figura 3-2. Potencias nominales instaladas bajo la regulación 003/18. Fuente: [35]

3.2.1.1. Caracterización y contenido de la regulación 001/2021

Un sistema de generación distribuida para el autoabastecimiento (SGDA) debe cumplir ciertas condiciones entre las cuales se encuentran [34]:

- Potencia nominal menor a 1MW.
- Conexión en sincronía con las redes de distribución.
- Utilizar fuentes de energía renovables con o sin almacenamiento de energía.
- El sistema tiene que estar asociado a un número de suministro para cada proponente.

Bajo estos criterios la norma también propone dos modalidades de abastecimiento para los SGDA con el fin de cumplir y aprovechar de una mejor manera los recursos energéticos distribuidos, estos son [34]:

- Las instalaciones del SDGA y la demanda del proponente están ubicados en el mismo lugar donde se dispone de un solo punto de conexión y medición con el sistema de distribución.
- Las instalaciones del SDGA y la demanda del proponente están ubicados en distintos lugares, pero se encuentran conectados a través de las redes de distribución, en este caso se dispone de dos puntos de conexión y medición entre la generación y la demanda.

Para la factibilidad de conexión se establece dos categorías las cuales contemplan las adecuaciones y procedimientos que tiene que realizar los proponentes para la habilitación, así como las condiciones de operación normal y falla de la red de distribución, estas son [34]:

- Categoría 1. - Corresponden a potencias nominales por parte los SDGA conectadas a bajo voltaje siendo menor o igual a 10kW monofásica, menor o igual a 20kW bifásica y menor o igual a 30kW trifásica.
- Categoría 2. – Corresponde a potencias nominales por parte de los SDGA que superen las potencias citadas en la categoría 1 acápite anterior.

Para el despacho operación y mantenimiento se establece que el consumidor es responsable del mantenimiento y operación segura del SGDA y en caso de que se incumplan con los parámetros de calidad de energía se procederá a la suspensión del SGDA, al no existir una normativa de operación y mantenimiento en el Ecuador, se dispone la utilización de la norma IEEE 1547 [34].

3.2.2. Balance de energía, medición y comercialización

La regulación 001/2021 especifica que la generación de los SDGA será con el objetivo de abastecer la demanda eléctrica del consumidor, si en caso por condiciones operativas o variación en el consumo, la energía que no se consuma se podrán inyectar a la red de distribución creando así un crédito energético al consumidor. El crédito energético que el consumidor pueda generar deberá ser analizado por la empresa distribuidora de forma mensual bajo dos modalidades, para consumidores sin demanda horaria y consumidores con demanda horaria [34].

3.2.2.1. Consumidores sin demanda horaria

La empresa distribuidora realizará un balance entre la energía consumida de la red de distribución ($ERED_i$) y la inyectada por parte de los SDGA ($EINY_i$) obteniendo así la energía neta en un periodo mensual ($ENET_i$). En el caso de que la generación hubiese sido mayor al consumo se generará un crédito energético (CEM_i) que podrá ser utilizado al siguiente mes generando así un saldo acumulado ($SEA_{(i-1)}$), dicho saldo acumulado tiene un periodo de vigencia de hasta 24 meses y servirá para cubrir la energía facturable (EFi) en el mes que la demanda sea mayor a la generación. En caso no se disponga de créditos energéticos se facturará al cliente según el pliego tarifario vigente (ver Figura 3-3) [34].

$$ENET_i = ERED_i - EINY_i \quad (\text{Ec. 3-1})$$

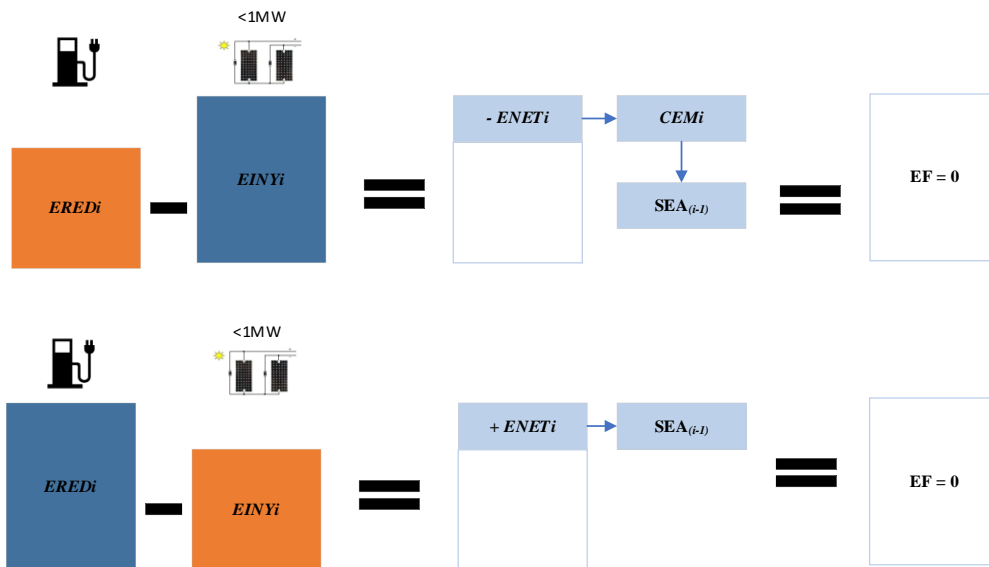


Figura 3-3. Estructura de medición y comercialización para consumidores sin demanda horaria.

Fuente: [34]

Para consumidores con tarifa general con demanda, independiente del valor facturado a pagar por consumo, se le facturará mensualmente el cargo por demanda y comercialización.

3.2.2.2. Consumidores con demanda Horaria

Para consumidores con tarifa con demanda horaria la empresa distribuidora determina la energía neta consumida mensualmente entre lo consumido e inyectado a la red en cada uno de los periodos de demanda horaria según lo que determina el pliego tarifario, para ello se calculara los valores equivalentes de energía inyectada ($EEINYi$) y los valores equivalentes de energía consumida ($EEEREDi$) bajo la siguiente formula:

$$EEINYi = \sum_{k=1}^n (EINY_K \times T_k) / Tm_i \tag{Ec. 3-2}$$

$$EEEREDi = \sum_{k=1}^n (EERED_K \times T_k) / Tm_i \tag{Ec. 3-3}$$

$$ENETi = EEEREDi - EEINYi \tag{Ec. 3-4}$$

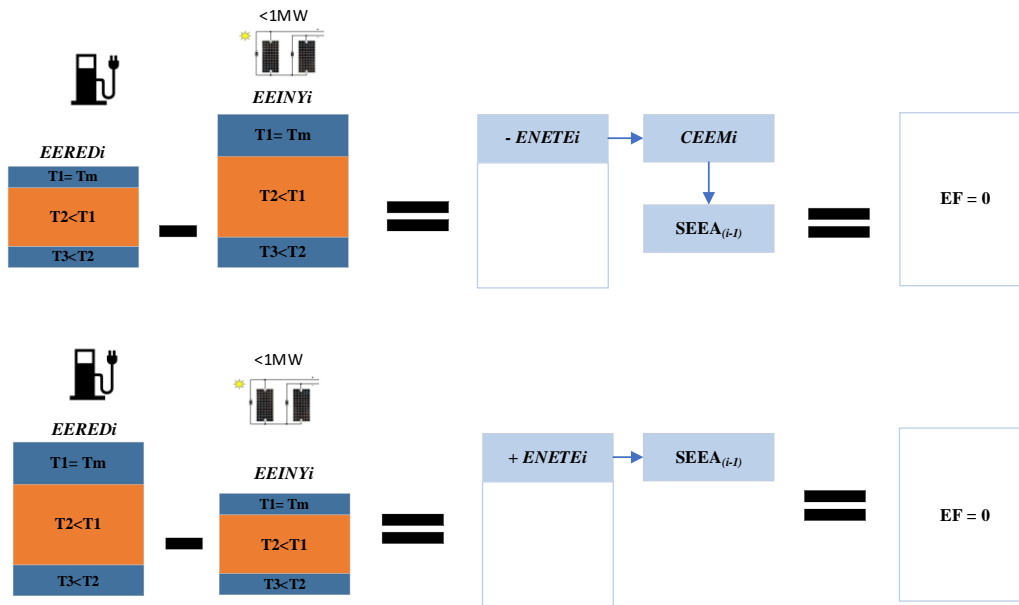


Figura 3-4. Estructura de medición y comercialización para consumidores con demanda horaria

Fuente: [34]

La Figura 3-4 muestra el esquema de comercialización con la diferencia de que se tendrá una tarifa para cada horario. T_k representa el cargo tarifario por energía del periodo de demanda k y T_m el mayor de los cargos tarifarios horarios en el mes (USD/Kwh).

Al igual que el caso anterior los créditos energéticos que se pudiesen generar, pueden ser utilizados en meses posteriores para cubrir la demanda energética haciendo que la energía facturable remanente sea cruzada en los subsiguientes meses.

3.3. Pliego Tarifario

Establece las tarifas eléctricas para los distintos usos de la energía de los clientes en las categorías residencial en bajo voltaje y una categoría general que abarca absolutamente todos los usos de la energía que no sea de tipo residencial, estos pueden ser de carácter industrial destinado a actividades de gran consumo eléctrico, comercios, prestación de servicios tanto públicos como privados en medio y alto voltaje, entre otros. La empresa distribuidora es la encargada de determinar la categoría de la tarifa eléctrica a la cual se asocia el cliente, esto de acuerdo a las características de la carga y uso de la energía [36].

En la

Tabla 3-1 se muestran las categorías tarifarias y niveles de voltaje.

Tabla 3-1. categorías tarifarias y los niveles de voltaje. Fuente: Pliego Tarifario 2023 [37]

Categoría	Nivel de Voltaje	Grupo de Consumo	Registro de demanda
General	Bajo Voltaje (Nivel del Voltaje (NV) < 600V)	Residencial	Sin demanda
		Comercial	Sin demanda
			Con demanda
			Con demanda horaria
		Industrial	Sin demanda
			Con demanda
			Con demanda horaria
		Otros	Sin demanda
			Con demanda
			Con demanda horaria
			Con demanda horaria diferenciada
		Medio Voltaje (600 V ≤ NV ≤ 40 kV)	Comercial
	Industrial		
	Otros		
	Comercial		Con demanda horaria
	Otros		
	Industrial		
	Alto Voltaje (40 kV ≤ NV ≤ 138 kV)	Comercial	Con demanda horaria
		Otros	
		Industrial	Con demanda horaria diferenciada
Otros			
Alto Voltaje (NV > 138)	Industrial	Con demanda horaria diferenciada	

3.3.1. Tarifa eléctrica en bajo voltaje para recarga de vehículos eléctricos

Esta tarifa se aplica a consumidores en bajo voltaje y que dispongan de un vehículo eléctrico con un límite de carga lenta para voltajes de suministro no mayor a 600 V y una potencia de hasta 10 kW. A esta tarifa se aplica la facturación por demanda, comercialización y consumo exclusivo del vehículo eléctrico registrados por un medidor de demanda horaria independiente. Las tarifas aplicadas se reflejan en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2. Esquema tarifario para recarga de vehículos eléctricos en bajo voltaje. Fuente: [36]

Horario	Demanda (USD/kW-mes)	Energía (USD/kWh)	Comercialización (USD/Consumidor)
L-V 08:00 hasta 18:00 horas		0,08	
L-D 18:00 hasta 22:00 horas		0,1	
L-D 22:00 hasta 08:00 horas	4,05	0,05	1,414
S - D 08:00 hasta 18:00 horas		0,05	

3.3.2. Tarifa eléctrica en medio y alto voltaje para recarga de vehículos eléctricos

Se aplica a consumidores en medio voltaje cuyo consumo eléctrico se enfoque a la recarga de vehículos eléctricos en estaciones de carga rápida, para esto la estación debe tener instalado un medidor con registro de demanda horaria que registre el consumo de energía en horas pico medio y base. En el caso de alto voltaje aplica para voltajes de suministro mayores a 40kV y menor a 138 kV, aunque comparte la estructura tarifaria para medio voltaje con cargos de demanda y comercialización respectivamente. Las tarifas que aplican para esta categoría se reflejan en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3. Esquema tarifario para recarga de vehículos eléctricos en medio y alto voltaje. Fuente: [36]

Horario	Demanda (USD/kW-mes)	Energía (USD/kWh)	Comercialización (USD/Consumidor)
L-V 08:00 hasta 18:00 horas		0,069	
L-D 18:00 hasta 22:00 horas		0,086	
L-D 22:00 hasta 08:00 horas	4,05	0,043	1,414
S - D 08:00 hasta 18:00 horas		0,043	

3.4. Regulaciones internacionales en la aplicación de la generación distribuida.

Muchos países han logrado desarrollar varias normativas que han evolucionado el uso de la GD mediante recursos renovables especialmente solar fotovoltaico, permitiendo dinamizar a través de incentivos financieros la reducción de impuestos por importación de equipos para sistemas fotovoltaicos. Además, se debe considerar que los marcos regulatorios en países como Chile, Brasil y México tienen como objetivo principal, reducir la mayor cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero [38].

Existen barreras que no permiten el libre desarrollo de las energías renovables y poca participación de la GD en los grandes consumidores. A continuación, en la Figura 3-5, el porcentaje de las principales causas por la cual se ha detenido el proceso de utilización [38].

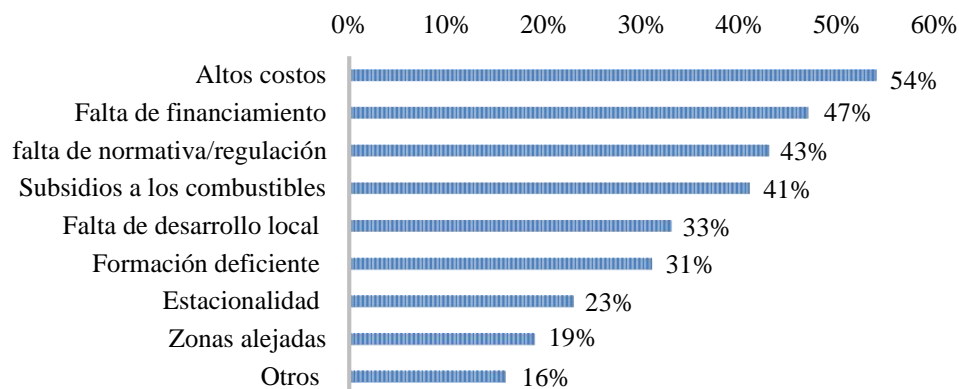


Figura 3-5. Barreras que imposibilitan el desarrollo de la GD con ER. Fuente: [38]

3.4.1. Generación distribuida en México.

Desde los 90's la utilización de la GD se realizó a través de empresas privadas, llegando a generar un 8% con la combinación de energía convencional y renovable. Los beneficios generados para el incentivo privado tienen aspectos comerciales atractivos, una de ellas es la eliminación de aranceles en los equipos de generación eléctrica. Las legislaciones fueron desarrolladas y planificadas para que sean competitivas en el mercado, el gobierno ha manejado la opción de la GD eólica para que el uso de energías renovables entren a confrontar el precio con las energías convencionales [39].

En la Figura 3-6, se muestra la viabilidad con la que el gobierno mexicano ha manejado el uso de Paneles SFV para lograr un mayor provecho en su economía, equiparando el precio con las energías convencionales [39].

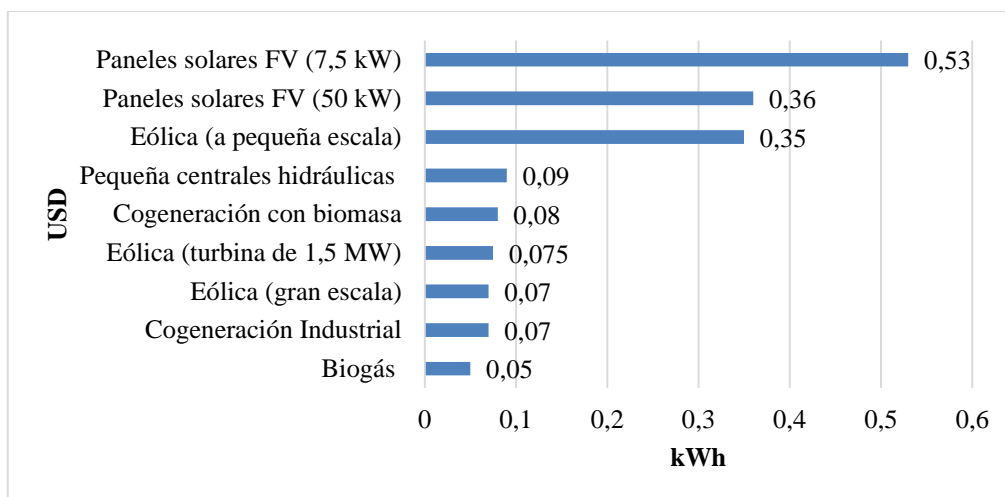


Figura 3-6. Viabilidad de la GD en México. Fuente: [39]

En este país, los límites de capacidad de GD para el sector residencial son del 1 hasta el 75 kW, para el sector comercial del 76 a los 200 kW y en el industrial parte desde 201 hasta los 500 kW. La meta es reducir las emisiones de gas efecto invernadero para el año 2030 en un 20% y para el año 2050 en 50%. En cambio, en la generación eléctrica de los sistemas SFV poseen una capacidad instalada conectada a la red de 390 MW, esto se ha realizado desde el 2007 hasta el 2017 con la ayuda de la exoneración de los impuestos del 100% para los equipamientos de generación por medio de energía renovable [39].

3.4.2. La generación distribuida en Argentina

El gobierno presentó la ley 27.191 que establece que la energía renovable sea considerada aprovechable para alcanzar un 8% al consumo eléctrico nacional en el 2018 y seguir creciendo a un 20% en el 2025. En el 2015, se lanzó el programa Renovar que hace referencia a las ofertas de generación renovables, 600 MW para eólica, 300 MW de SFV y 100 MW repartidos en un 65 MW de biomasa, 15 MW que se considera de biogás y 20 MW para un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico [40].

Para el año 2017, se aprobó también la ley 27424-2017 nombrada “*Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red Eléctrica Pública*” permite a los usuarios que la generación eléctrica producida a través de ER inyectar el excedente de su consumo a las redes públicas. En cuanto la generación eléctrica renovable alcanzó los 11.600 MW representando el 31,81% del total producido, que consta de las hidroeléctricas su mayor producción con el 31,1%, en el caso del SFV 0,02%, eólica con 0,63% y la generación térmica renovable 0,06% [40].

3.4.3. La generación distribuida en Chile

Se desarrolló inicialmente por las empresas privadas, en 1980 inició el desarrollo de la GD con energía de materiales fósiles, mientras que en el 2004, empezó a reemplazarse por la energía renovable. En la Figura 3-7, se muestra el impacto en la comercialización de la energía solar fotovoltaica como medio de GD [39].

El límite de capacidad de GD en este país establece que para el sector residencial de 1 a 25kW, en el sector comercial de 25 a 75 kW y para el sector industrial de 76 a 100kW. Con el apoyo financiero internacional tienen previsto alcanzar para el año 2050 un 35 a 45% de reducción de emisiones de gases, así también tiene planes de aumentar la cartera de energía renovable en el año 2030 un 20%, para el año 2035 un 60% y al 2050 un 70%. En cuanto a los SFV conectada a la red alcanzo a generar 19,93MW del 2015 al 2018 [40].

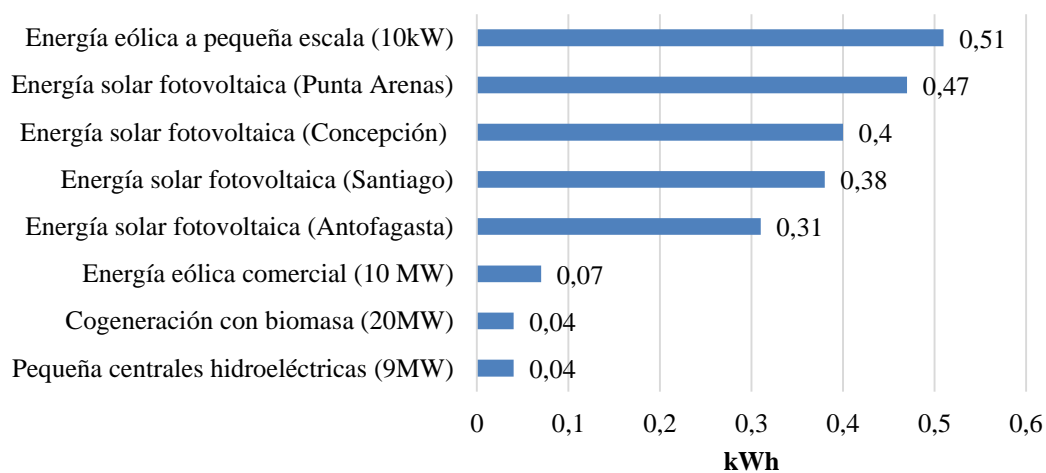


Figura 3-7. Viabilidad de la GD en Chile. Fuente: [39]

3.4.4. La generación distribuida en Dinamarca

Su mayor producción de electricidad con energías renovables, su desarrollo alcanzado es gracias a diferentes políticas energéticas, como el sistema 'costo-efectivo' de subvenciones e impuestos a combustibles fósiles, diálogo continuo con los actores del sector eléctrico y estrategias con acuerdos energéticos a largo plazo. Así como, diferentes países tienen puesta su mirada hacia el futuro, Dinamarca para el 2050 ha elaborado su plan estratégico que consta del incremento en el uso de ER, la mejora de eficiencia energética en todos los sectores eléctricos [40].

Este país contiene el 79% del total de generación eléctrica con ER, que se divide con un 54% de energía eólica, 18% de Biomasa, SFV con un 5%, y otras como la generación por medio

de mareomotriz con un 2%. Para el año 2 025 está previsto alcanzar un total de 90% en energía limpia [40].

3.4.5. La generación distribuida en Estados Unidos

Tiene un marco general de fomento de energías renovables y eficiencia energética con la cual se puede aplicar la GD, este programa se encuentra dividido en incentivos económicos que se encargan de disminuir el costo de instalación de un sistema SFV que pueden ser en efectivo directo o también por los créditos fiscales, por lo que las políticas regulatorias gobiernan la inversión en energía renovable y otros programas diversos existentes [40].

Este país consume 4 099 TWh al año, el método de generación eléctrica más utilizada es por medio del carbón con el 38,58% seguido del gas natural con el 27,48%, la generación nuclear con un 19,44%, la hidroeléctrica con un 6,33% y tan solo con 0,74% la energía producida a través de petróleo, para así dejar a la ER con el 6,81% de producción [40].

3.4.6. La generación distribuida en España

Se describe a uno de los líderes en el desarrollo de proyectos de energía limpia, se ha visto envuelto en luchar contra regulaciones que impiden el proceso y los modelos de negocios innovadores de la GD, y se considera como una gran alternativa para un sistema descentralizado y de autoconsumo [40].

Los registros citan que en 2018, consumió energía por el orden de los 283.490 GWh, la mayor capacidad de generación eléctrica a través de hidroeléctricas con un total de 1.119.647 MW, seguido del sistema eólico con un 539.954 MW, otra gran producción de energía está en el área del SFV con 480.619 MW, la bioenergía también ha llegado con un aporte importante de 83.837 MW y otras energías renovables que son complementarias a baja escala [40].

3.5. Códigos de red en sistemas de energía eléctrica

Los códigos de red son normativas técnicas que establecen los requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones eléctricas para garantizar su correcto funcionamiento y seguridad en la conexión a la red eléctrica. Estas normas establecen parámetros como la calidad de la energía eléctrica, la protección de las personas y equipos, la operación de los sistemas eléctricos, entre otros aspectos importantes. En resumen, los códigos de red son esenciales para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico en general [41].

Los códigos de red definen las normas técnicas y el comportamiento de todos los participantes activos en el sistema eléctrico:

- a.- Generadores convencionales, no convencionales y flexibles

- b.- Las cargas ajustables o flexibles
- c.- El almacenamiento y otros activos.

En la Tabla 3-4, se presenta el desarrollo y planificación de los códigos de red, los pasos, tareas y responsables [42].

Tabla 3-4. Desarrollo y planificación de códigos de red en sistemas de energía eléctrica

Paso	Tareas	Actores
1. La política ordena que los códigos de red deben ser escritos.	-Definición del alcance y la aplicabilidad. -Especificación de la fecha de finalización requerida. -Designación de la institución principal responsable.	Responsables de la política.
2. Formación del grupo de trabajo y nombramiento de personas responsables.	-Definición de los procesos internos del grupo para la creación de consenso y la toma de decisiones. -Acuerdo sobre un primer borrador de contenidos -Asignación de tareas a los miembros del grupo de trabajo. -Calendario y organización de reuniones periódicas.	Institución principal (Ejemplo, los operadores del sistema como los TSO o DSO).
3. Fase de redacción del código de la red.	-Creación estructurada de borradores y revisión por parte de todo el grupo de trabajo. -Miembros competentes para realizar estudios (principalmente estudios de comportamiento dinámico/estabilidad) cuando sea necesario para determinar parámetros técnicos. -Aprobación de todas las secciones mediante procesos de decisión previamente definidos.	Grupo de trabajo formado por representantes de los TSO, DSO, propietarios de las instalaciones, fabricantes de equipos, desarrolladores de proyectos, reguladores, consumidores, investigadores.
4. Consulta más allá de grupo de trabajo.	Proceso gestionado que implica: -Distribuir y publicar el borrador de la red código. -Recoger y consolidar los comentarios. -Abordar los comentarios en el grupo de trabajo.	Cualquier parte interesada para que aporten sus comentarios, el grupo de trabajo revisará y finalizará el documento.
5. Entrada en vigor.	-Aprobación de las autoridades.	Regulador u organismos estatales administrativos.
6. Revisión del rendimiento del código de red e identificación de lagunas (puede ser continuo en lugar de una fase o paso de trabajo específico).	Evaluación de la experiencia de aplicación: - ¿Dónde están los requisitos que ya no son apropiados? - ¿Dónde hay que cambiar los requisitos o añadir nuevas normas? - ¿Existen puntos débiles en la estructura de trabajo y en la estructura de responsabilidades que hay que cambiar? Revisión continua del desarrollo del código de red internacional y de las mejores prácticas	Grupo de trabajo u otro grupo político designado por el comité.
7. Reforma de grupos de trabajo.	El grupo de trabajo anterior puede continuar si no se necesitan cambios importantes	Grupo de trabajo.

8. Proceso de revisión del código de red.	-Abordar las deficiencias y los puntos débiles identificados. -Adaptarse al desarrollo técnico y de nuevos objetivos de desarrollo del sistema cuando aplique.	Grupo de trabajo.
9. Consulta a otros agentes interesados externos al grupo de trabajo.	-Distribución y publicación del borrador del código de red. -Recoger y consolidar los comentarios. -Abordar los comentarios en el grupo de trabajo.	Cualquier parte interesada para que aporten sus comentarios, el grupo de trabajo revisará y finalizará el documento.
10. Entrada en vigor	-Aprobación de las autoridades.	Regulador, organismos estatales administrativos o ministerio competente

3.5.1. Requisitos técnicos del código de red

Para la conexión a la red, se deben establecer requisitos técnicos pertinentes para los módulos de generación de electricidad.

En la Tabla 3-5, se presenta los rangos de funcionamiento de tensión y frecuencia, en donde se indica los períodos de tiempo mínimos durante los que un módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal sin desconectarse de la red.

Tabla 3-5. Rangos de funcionamiento de tensión y frecuencia

Zona síncrona	Gama de frecuencias (Hz)	Período de tiempo de funcionamiento
Países Nórdicos	47,5-48,5	30 minutos
	48,5-49,0	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos
	49,0-51,0	Ilimitado
	51,0-51,5	30 minutos
Gran Bretaña	47,0-47,5	20 segundos
	47,5-48,5	90 minutos
	48,5-49,0	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 90 minutos
	49,0-51,0	Ilimitado
	51,0-51,5	90 minutos
	51,5-52,0	15 minutos
Irlanda e Irlanda del Norte	47,5-48,5	90 minutos
	48,5-49,0	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 90 minutos
	49,0-51,0	Ilimitado
	51,0-51,5	90 minutos
Estados Bálticos	47,5-48,5	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos
	48,5-49,0	A especificar por cada GRT, nunca inferior al período de 47,5-48,5 Hz
	49,0-51,0	Ilimitado
	51,0-51,5	A especificar por cada GRT, pero no inferior a 30 minutos
	47,5 Hz-48,5 Hz	30 minutos

España peninsular	48,5 Hz-49,0 Hz	Ilimitado
	49,0 Hz-51,0 Hz	Ilimitado
	51,0 Hz-51,5Hz	30 minutos

Periodos de tiempo mínimos durante los cuales el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor de referencia 1 p.u. en el punto de conexión sin desconectarse de la red en la que la base de tensión para los valores pu se encuentre entre 110 kV (inclusive) y 300 kV (Tabla 3-6), entre 300 kV y 400 kV (ambos extremos incluidos) (Tabla 3-7), conectados a la red de distribución radial a tensión inferior a 110 kV (Tabla 3-8).

Tabla 3-6. Rango de tensión entre 110 kV y 300kV

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu-0,90 pu	60 minutos
0,90 pu-1,118 pu	Ilimitado
1,118 pu-1,15 pu	60 minutos

Tabla 3-7. Rango de tensión entre 300 kV y 400 kV

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
0,85 pu-0,90 pu	60 minutos
0,90 pu-1,0875 pu	Ilimitado
1,0875 pu-1,10 pu	60 minutos

Tabla 3-8. Rango de tensión inferior a 110kV

Rango de tensión	Periodo de tiempo de funcionamiento
<0,85 pu	1,5 segundos
1,10-1,15 pu	1 segundo
>1,15 pu	0,2 segundos

3.5.2. Requisitos para que los generadores proporcionen potencia reactiva para el control de la tensión

Los sistemas deberán ser capaces de operar en los siguientes modos de control de potencia reactiva:

- a) **Modo de control a consigna de potencia reactiva:** Es aquel en el que la consigna de potencia reactiva en cada estación convertidora del sistema HVDC permanece constante. En relación con este modo de control se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones.
- Podrá ser seleccionable dentro del rango completo de potencia reactiva del sistema, es decir desde la capacidad máxima en absorción (inductivo) hasta la capacidad máxima de inyección (capacitivo).
 - Podrá ser seleccionable en escalones de 1 MVar.
 - La rampa de variación de la potencia reactiva tras un cambio de consigna de la potencia reactiva podrá ser seleccionable en escalones de 1 MVar/min, y en el rango de 1 MVar/min hasta la capacidad reactiva máxima/min, sin perjuicio de que el operador del sistema, tras un análisis individual del proyecto, pueda definir otros valores y rangos.
 - Cuando el sistema se encuentre modificando su potencia reactiva con un valor determinado de la rampa, dicha rampa podrá bloquearse en cualquier momento, de forma manual, automática o a través de una señal remota, de tal forma que el valor de potencia reactiva deje de variar y permanezca constante en el valor de potencia reactiva que tenía antes de ejecutar el cambio. Dicha rampa deberá poder continuar tras dicho bloqueo de forma manual, automática o a través de una señal remota.
- b) **Modo de control a consigna de tensión:** Es aquel en el que el valor de potencia reactiva en cada estación convertidora del sistema HVDC varía para controlar, de forma continua, la tensión del punto de conexión. En relación con este modo de control se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones.
- Podrá ser seleccionable entre los valores máximos y mínimos definidos en la Tabla 3-6 o en la Tabla 3-7, según corresponda, sin perjuicio de que el operador del sistema podrá modificar dicho rango.
 - La consigna de tensión podrá ser seleccionable en escalones de 0,1 kV.
 - La banda muerta será parametrizable en el rango definido por el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, en escalones de 0,1 kV.

- La rampa de variación de la tensión de consigna será definida por el operador del sistema y podrá ser seleccionable en escalones de 0,1 kV/min, y en el rango de 0 kV/min hasta 50 kV/min, sin perjuicio de que el operador del sistema pueda acordar con el titular de la instalación otros valores y rangos.
- El control debe llevar asociado un valor de pendiente definida como el cambio de potencia reactiva que resulta de un cambio de tensión igual a 1 kV. Este valor de la pendiente será parametrizable entre 0 y la capacidad reactiva máxima/kV en escalones de un 0,3% de la capacidad reactiva máxima/kV.
- En cuanto a la velocidad de respuesta del control de tensión, se considerará t_1 igual a 1 s (tiempo para conseguir, al menos, el 90% de la variación en la salida de potencia reactiva) y t_2 igual a 5 s (tiempo para estabilizarse en el valor especificado por la pendiente de trabajo)

Los sistemas podrán trabajar en cualquiera de los puntos dentro del área definida por la Figura 3-8 y la Figura 3-9.

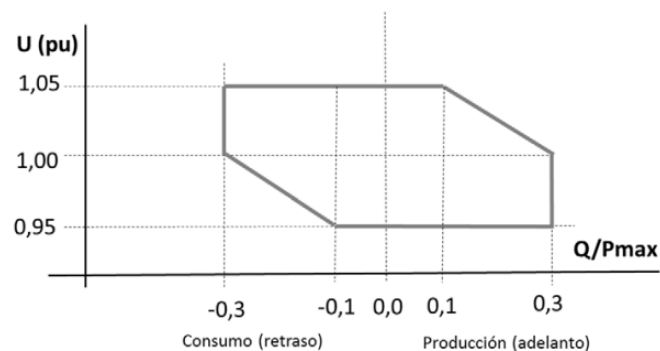


Figura 3-8. Diagrama U-Q/PMax de un sistema

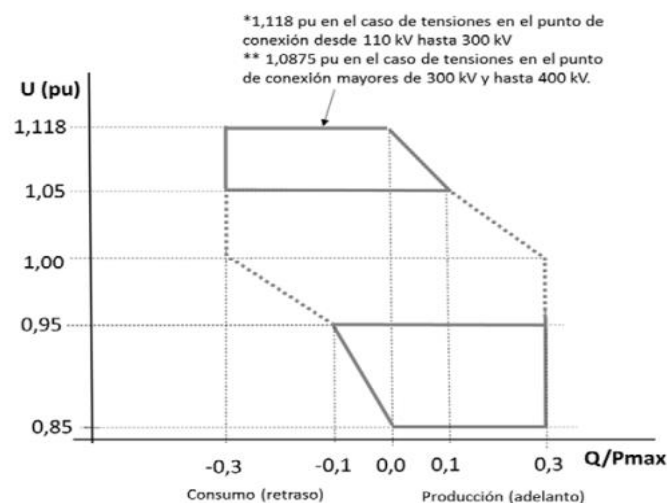


Figura 3-9. Capacidad de potencia reactiva U-Q/Pmax de una sistema en los rangos extremos de tensión

3.5.3. Protección eléctrica

Las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte y las redes de distribución conectadas a la red de transporte deberán cumplir con lo establecido en el procedimiento de operación 12.2, así como en el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto de 2016.

1. Cortocircuito externo e interno.
2. Carga asimétrica (secuencia de fase negativa).
3. Sobrecarga de estátor y rotor.
4. Sobreexcitación/subexcitación.
5. Sobretenión/subtenión en el punto de conexión.
6. Sobretenión/subtenión en los terminales del alternador.
7. Oscilaciones inter-área.
8. Corriente de magnetización.
9. Funcionamiento asíncrono (deslizamiento de polos).
10. Protección contra torsiones inadmisibles sobre el eje (por ejemplo, resonancia subsíncrona).
11. Protección de línea del módulo de generación de electricidad.
12. Protección del transformador de la unidad.
13. Respaldo contra el funcionamiento incorrecto del sistema de protección, de maniobra y corte.
14. Sobreflujo (U/f).
15. Potencia inversa.
16. Derivada de frecuencia, y desplazamiento de tensión del punto neutro

3.5.4. Capacidad de control

El acuerdo abarcará al menos los siguientes elementos:

1. Funcionamiento aislado (red).
2. Amortiguación de oscilaciones.
3. Perturbaciones de la red de transporte.
4. Cambio automático al suministro de emergencia y restablecimiento a la topología normal.
5. Reconexión automática del interruptor (en faltas monofásicas).

En relación con el grado de prioridad de protección y control, el propietario de la instalación desde la demanda conectada a la red de transporte o el gestor de la red de distribución conectada a la red de transporte, establecerá los dispositivos de protección y control de su

instalación de demanda conectada a la red de transporte o de su red de distribución conectada a la red de transporte, respectivamente, en consonancia y de conformidad con el siguiente grado de prioridad, en orden de importancia decreciente:

1. Protección de la red de transporte.
2. Protección de la instalación de demanda conectada a la red de transporte o de la red de distribución conectada a la red de transporte.
3. Control de la frecuencia (ajuste de la potencia activa).
4. Restricción de potencia.

3.5.5. Los requisitos de comportamiento de los fallos en el sistema eléctrico

3.5.5.1. Capacidad de soportar huecos de tensión

Los sistemas deberán ser capaces de soportar sin desconectarse de la red ni bloquearse, faltas equilibradas cuyo perfil de tensión en el punto de conexión en función del tiempo esté comprendido dentro de los límites indicados por la Figura 3-10, la cual representa el límite inferior de un perfil de tensión frente al tiempo en el punto de conexión.

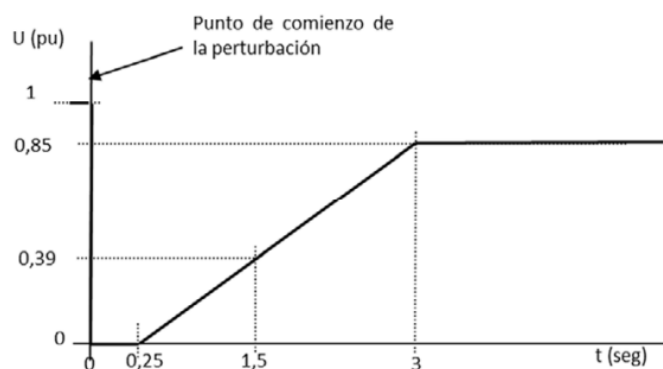


Figura 3-10. Perfil de la capacidad para soportar fallas equilibradas de un sistema

En el caso de cortocircuitos bifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos, la tensión indicada en el perfil de la Figura 3-11 correspondería a la menor de las tensiones fase-fase o fase-tierra. A estos efectos se entenderá que la situación desequilibrada puede mantenerse durante el tiempo delimitado por el perfil tensión-tiempo, mientras la tensión se encuentre por debajo de 0,85 pu.

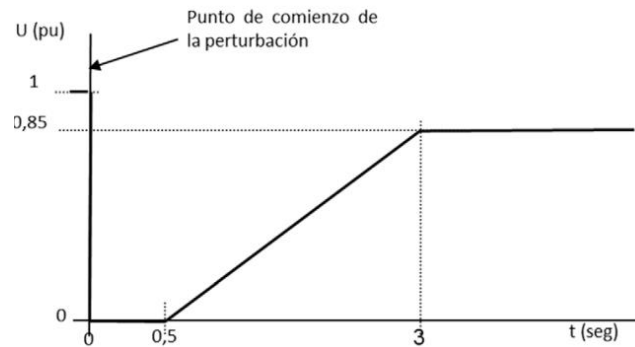


Figura 3-11. Perfil de la capacidad para soportar fallas desequilibradas de un sistema

3.5.5.2. Capacidad para soportar sobretensiones transitorias.

En los sistemas la estación convertora conectada a la red de transporte deberá ser capaz de permanecer conectada y seguir funcionando de forma estable ante sobretensiones transitorias en el punto de conexión, en una o en todas las fases, de acuerdo con el perfil de tensión en función del tiempo representado por la línea continua de la Figura 3-12.

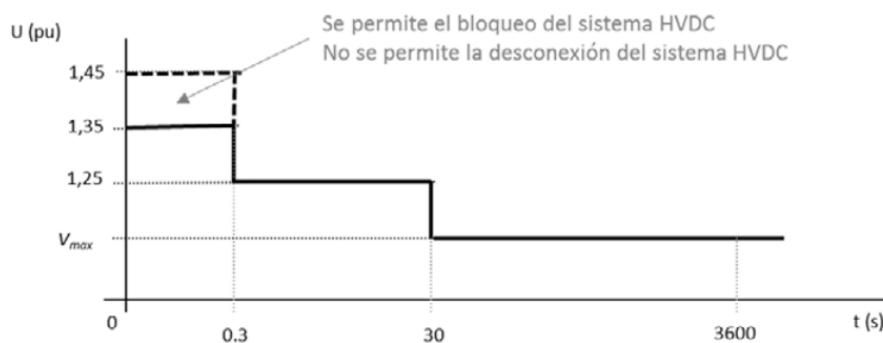


Figura 3-12. Perfil de tensión en función del tiempo

3.5.5.3. Recuperación de la potencia activa posterior a una falta

Tras una falta, para que el sistema permanezca conectado a la red, la potencia activa deberá alcanzar como mínimo el 90% de su valor previo a la falta a la mayor brevedad posible, y en un tiempo inferior a 150 ms, siempre que la tensión del punto de conexión alcance o supere el valor de 0,85 pu. En caso de que el sistema esté en el máximo de su capacidad y no sea capaz de recuperar el 90% del valor de potencia activa previo a la falta, deberá alcanzar al menos el 90% de su corriente nominal, en el caso de que la respuesta en potencia activa sea oscilante, se considerará la línea de tendencia de la componente no oscilatoria de la potencia activa con posterioridad al despeje de la falta. En estos casos, la respuesta deberá presentar un amortiguamiento mayor del 10%.

3.5.5.4. Recuperación rápida después de faltas en CC

Cuando el operador del sistema así lo requiera, los sistemas HVDC que dispongan de uno o varios tramos aéreos en su línea de transmisión en corriente continua deberán ser capaces de recuperar su potencia activa en caso de faltas transitorias en los tramos aéreos, tan rápidamente como la tecnología lo permita y en cualquier caso en tiempos inferiores a 5 segundos.

3.5.6. Los requisitos de control de la potencia activa

En la Tabla 3-9 se indica los límites de los umbrales de los módulos de generación de electricidad tipo B, C y D

Tabla 3-9.Límites de los umbrales de los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D

Zonas síncronas	Límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo B	Límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo C	Límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo D
Europa continental	1 MW	50 MW	75 MW
Gran Bretaña	1 MW	50 MW	75 MW
Países Nórdicos	1,5 MW	10 MW	30 MW
Irlanda e Irlanda del Norte	0,1 MW	5 MW	10 MW
Estados Bálticos	0,5 MW	10 MW	15 MW

Los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D estarán sujetas a la aprobación de la autoridad reguladora pertinente o, cuando corresponda, del Estado miembro.

- Requisitos de calidad de la energía, calidad de onda.
- Requisitos para la recarga de vehículos eléctricos.
- Requisitos para el almacenamiento y otras conexiones entre consumidores y productores.
- Interfaces de comunicación e integración.

Las señales adicionales a las establecidas en el Reglamento (UE) 2016/1447, de 26 de agosto de 2016, que el controlador automático, establecido por dicho Reglamento, deberá ser capaz de enviar y de recibir y, en general, otros requisitos de información a intercambiar serán acordados entre el operador del sistema y el titular de la instalación tras un análisis individual de cada proyecto.

Registro y supervisión de faltas. Los sistemas deberán estar dotados, como mínimo, de un equipo de registro y supervisión de faltas en cada estación convertidora del sistema. La activación de cualquier relé de protección deberá quedar registrada junto a la oscilografía y el propietario del sistema tendrá la obligación de facilitar el registro de faltas y la oscilografía, a petición del operador del sistema.

Los sistemas deberán estar dotados de un equipo de supervisión dinámica del comportamiento de la red que deberá incluir un activador de oscilación, con el fin de detectar oscilaciones de potencia gestionadas de forma deficiente. El criterio de activación de la oscilación será especificado por el operador del sistema, tras un análisis individual de cada proyecto, y el propietario del sistema tendrá la obligación de facilitar el registro de oscilaciones de potencia al operador del sistema tantas veces como sean detectadas.

El operador del sistema podrá requerir que una o varias estaciones convertidoras del sistema estén equipadas con una unidad de medida fasorial (PMU), en tiempo real, de los principales parámetros eléctricos del sistema. Las características de dicha unidad, así como los requisitos de intercambio de información, serán definidas por el operador del sistema, tras un análisis individual de cada proyecto.

Alemania, según el código de red alemán para la conexión a la red de bajo voltaje, las nuevas instalaciones fotovoltaicas con menos de 30 kW de capacidad que no puedan ser controladas a distancia, tiene que limitar su salida al 70% de la potencia nominal. El control remoto de la salida de potencia activa a petición del operador del sistema es necesario para todos los DER con una potencia nominal superior a 100 kW conectados a la red (VDE FNN, 2018a). La ley de energías renovables especifica requisitos similares, pero desde 2021 sitúa el umbral de control remoto en una potencia nominal de 25 kW (EEG (2021)). La restricción temporal por motivos de gestión del sistema está asociada a una compensación económica total por la energía no inyectada a la red. Esto garantiza que la gestión de la seguridad de la red no afecte negativamente a los incentivos para instalar más capacidad de DER.

En la Tabla 3-10. Estándares internacionales de diseño de sistemas de energía y comunicaciones, se muestran los estándares internacionales a los que se hace referencia comúnmente en los códigos de red.

Tabla 3-10. Estándares internacionales de diseño de sistemas de energía y comunicaciones

Norma	Función	Contenido
IEC 60617	Terminología	Símbolos gráficos para diagramas
IEC 60050	Terminología	Vocabulario electrotécnico internacional
IEEE 1159	Datos, radiodifusión, comunicación.	Monitoreo de calidad de potencia
IEC 60870	Datos, radiodifusión, comunicación.	Tareas de telecontrol
IEC 62056	Datos, radiodifusión, comunicación.	Interfaz del programa de aplicación del sistema de gestión de energía
IEC 61970	Datos, radiodifusión, comunicación.	Monitoreo del rendimiento del sistema fotovoltaico: pautas para la medición
IEC 61724	Datos, radiodifusión, comunicación.	Sistemas fotovoltaicos: características de la interfaz de utilidad
IEC 61850	Datos, radiodifusión, comunicación.	Subestaciones de redes y sistemas de comunicación - Parte 3: Requisitos generales
IEC 61968	Datos, radiodifusión, comunicación.	Integración de aplicaciones en Utilidades eléctricas
IEC 60071	Prácticas estándar	Coordinación de aislamiento
IEC 61188	Prácticas estándar	Diseño y uso de tableros impresos
IEC 62058	Prácticas estándar	Medición de electricidad de CA
IEC 61936	Prácticas estándar	Montaje de instalaciones eléctricas
IEC 62053	Prácticas estándar	Medición de electricidad de CA
IEC 62054	Prácticas estándar	Medición de electricidad
IEC 62305	Prácticas estándar	Protección contra la iluminación
IEEE 142	Prácticas estándar	Puestas a tierra en sistemas de potencia
IEC 61140	Prácticas estándar	Protección contra el choque electrado: aspectos comunes para la instalación y el equipo

Tabla 3-11, Normas de interconexión internacional

Norma	Contenido
IEC 62257	Microrredes
IEC 62786	Interconexión con la red DER
IEEE 1547-2018	Interconexión de recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica
IEEE P.2800	Conexión de IBR a sistemas de energía (transmisión)

4. Generación Distribuida

4.1. Contexto

La literatura especializada define la Generación Distribuida (GD) como la generación de energía eléctrica que por diferentes métodos se conecta a la red de distribución o parte de la misma, esta conexión es realizada en el punto de consumo o cercano al mismo. En la actualidad la GD es considerada únicamente a pequeña escala y no existe una regulación nacional y/o internacional que indique los umbrales o una referencia sobre los mínimos de potencia que podría ser considerada como generación distribuida a diferencia de las instalaciones convencionales [43], [44].

Se debe considerar los niveles de operación técnica que cada país tiene definido en sus potencias, esto fundamentado en la reducción de pérdidas de energía en los sistemas convencionales, perfiles de tensión, flujo de carga, calidad de energía, fiabilidad de la red, con energía proveniente de fuentes renovables, promoviendo el uso de energías limpias como medida de aporte a la protección del medio ambiente [43], [44].

Una de las alternativas frente al crecimiento de la demanda es que la generación se encuentre lo más cerca del consumo, gracias a los avances tecnológicos que permiten generar, almacenar y transportar con la mayor cantidad de beneficios, que en este caso están definidos a través de la disminución de la demanda de energía directamente relacionada con la Empresa Distribuidora (ED), aporte en el mejoramiento de las magnitudes de voltaje en los extremos de los alimentadores, incremento de la confiabilidad, entre otros [43], [44].

Para la utilización de estos nuevos sistemas se debe conocer las tecnologías actuales, citadas a continuación. [43], [44]:

1. Generación, que a la vez se encuentra subdividida en convencionales denominadas a las energías de uso frecuente o de fuentes comunes para la producción de energía eléctrica, como ejemplo los derivados del petróleo, agua o gas natural. Además, se tiene las no convencionales entre las más importantes están: generación eólica, solar fotovoltaica, biogás, solar térmicas, mareomotriz, entre otros.
2. Almacenamiento, definido como sistemas que permiten conservar una cierta cantidad de energía producida, especialmente por fuentes de energía renovable que generalmente es utilizado en la GD, a través de baterías de almacenamiento que posteriormente podrá ser puesta a consideración del despacho diario, en horas en donde los recursos renovables tienden a desaparecer.

Indistintamente, del tipo de tecnología que se vaya a utilizar o del grupo de generación y almacenamiento, del tipo de uso de la energía, residencial, comercial o industrial y el tamaño

de implementación ante el contexto de generación distribuida, se define sus ventajas y desventajas relevantes a continuación [49], [51]:

Ventajas para la implementación de GD [43]–[45]:

- Mediante el uso de almacenamiento independientemente del periodo, se puede satisfacer la demanda eléctrica del cliente.
- Se mejora la continuidad del suministro de energía eléctrica a cargas críticas y especiales en casos de contingencias o indisponibilidad de servicio por la ED.
- En las redes de bajo y medio voltaje, mejorará considerablemente los perfiles de voltaje.
- Energía amigable con el medio ambiente, reducción de gases efecto invernadero y generación eléctrica por un sistema proveniente de energía gratuita como es la radiación solar.
- Aumento de confiabilidad del sistema.

Desventajas para la implementación de GD [49], [51]:

- Los costos de las energías renovables para la GD son relativamente elevados en cuanto a la instalación, por lo que el retorno de la inversión dado los kWh es a largo plazo, haciendo no atractivo optar por este recurso a los inversionistas. A pesar que los precios por importación de equipos disminuyeran notablemente y existan incentivos para la utilización masiva de DER, sin embargo, el precio de la generación con energías renovables no equipara al precio de la generación eléctrica por los métodos convencionales.
- No hay un desarrollo de regulaciones para establecer protocolos de conexión de los equipos de GD al sistema de distribución eléctrica.
- La necesidad de definir la capacidad y control de inyección de la energía por la subestación, para que exista un menor porcentaje de sobretensiones y distorsiones armónicas, conlleva a tener la capacidad necesaria para no alterar la coordinación de aislamiento planteados para los equipos existentes en la red de Distribución.

4.2. La generación distribuida en Ecuador

El Ecuador posee el potencial necesario de recursos renovables y no renovables para que a través de la GD satisfacer la demanda de energía eléctrica, sin embargo, la poca planificación y restricciones del mercado eléctrico, no permiten una incorporación masiva de GD, en el contexto de la generación las energías renovables ocupan el 86% a través de plantas hidroeléctricas y 8% en ER no convencionales [46].

En el caso del sistema SFV alcanzó a generar 26,48 MW conectados a la red, el Plan Nacional de Eficiencia Energética en el año 2017 estableció que el gobierno ecuatoriano apoyará la generación de energías con fuentes renovables dando la iniciativa prioritaria al uso de estos recursos [46].

Además, en la actualidad, la LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA –LOSPEE, promulgada en el año 2015, establece en el Art. 413 que, *“El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua”* [47].

4.3. Norma IEEE Std 1547

La Norma IEEE Std 1547 es un estándar que especifica los requisitos técnicos para la interconexión y la interoperabilidad entre los recursos de energía distribuida (DER) y los sistemas de energía eléctrica (EPS) y busca garantizar la seguridad, la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico. Incluye el tipo, la producción, la puesta en servicio y las pruebas y evaluaciones periódicas que deben realizarse para confirmar que las funciones de interconexión e interoperación de equipos y sistemas se ajusten al estándar [48].

El estándar se estableció en 2003 y desde entonces ha sido revisado varias veces, siendo la versión más reciente IEEE Std 1547-2018. Las especificaciones técnicas y las pruebas de la interconexión y la interoperabilidad entre los EPS y los DER de servicios públicos son el objetivo de este estándar [48].

Además de IEEE Std 1547, existen seis estándares complementarios designados para ampliar o aclarar los estándares iniciales, dos de estos estándares ya han sido publicados [48]. En la Tabla 4-1 se detallan estos estándares.

Tabla 4-1. Estándares complementarios de IEEE 1547

IEEE Std 1547 (2003 y 2014 Enmienda 1)	<p>Estándar para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> • IEEE Std P1547 (versión completa) Borrador de norma para la interconexión e interoperabilidad de recursos de energía distribuida con interfaces de sistemas de energía eléctrica asociados. • IEEE Std P1547.1 (2005 y 2015 Enmienda 1) Estándar para procedimientos de pruebas de conformidad para equipos que
--	--

	<p>interconectan recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> • IEEE Std P1547.1 (revisión completa) Borrador de norma para procedimientos de pruebas de conformidad para equipos que interconectan recursos de energía distribuida con interfaces de sistemas de energía eléctrica
IEEE Std P1547.2 (2008)	Guía de aplicación para el estándar IEEE 1547 para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica
IEEE Std P1547.3 (2007)	Guía para monitorear el intercambio de información y el control de recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica
IEEE Std P1547.4 (2011)	Guía para la operación de diseño y la integración de sistemas de islas de recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica
IEEE Std P1547.6 (2011)	Práctica recomendada para interconectar recursos distribuidos con redes secundarias de distribución de sistemas de energía eléctrica
IEEE Std P1547.7 (2013)	Guía para realizar estudios de impacto de distribución para la interconexión de recursos distribuidos
IEEE Std P1547.8 (2013)	Borrador de Práctica Recomendada para Establecer Métodos y Procedimientos que Proporcionen Soporte Suplementario para Estrategias de Implementación para el Uso Ampliado de IEEE Std 1547-2003

Es importante tener en cuenta que la norma IEEE Std 1547 es revisada y actualizada periódicamente para mantenerse al día con los avances tecnológicos y los desafíos emergentes en la interconexión de recursos distribuidos.

El estándar IEEE 1547 cubre:

- Especificaciones y equipos técnicos de interconexión
- Especificaciones y requisitos de la prueba de interconexión

El contenido del estándar es el siguiente:

1. Información general.
2. Referencias normativas.
3. Definiciones y siglas.
4. Especificaciones y requisitos generales.
5. Potencia reactiva, control de tensión/potencia.
6. Respuesta a condiciones anormales del EPS del área.
7. Calidad de la energía.
8. Isla.

9. Red secundaria de distribución y redes puntuales
10. Interoperabilidad
11. Prueba y verificación
12. Siete nuevos anexos (informativos).

Los principales elementos y requisitos de la norma son los siguientes:

4.3.1. Requisitos de interconexión

La norma establece los requisitos mínimos para la interconexión de recursos distribuidos con los sistemas eléctricos. Esto incluye aspectos como la protección de los equipos, la sincronización y el control de la generación distribuida, la detección y la respuesta a perturbaciones en la red, y la capacidad de desconexión en caso de fallos o condiciones anormales.

Entre los requisitos de interconexión que presenta la norma están:

- **Sistemas de voltaje aplicables:** Criterios que definen los niveles de voltaje a los cuales se aplican las regulaciones y requisitos de la norma.
- **Precisión de la medición:** Especificaciones relacionadas con la exactitud y la precisión de las mediciones realizadas en el contexto de la interconexión de DER.
- **Requerimientos de control de capacidad:** Directrices para el control y la gestión de la capacidad de generación de los recursos distribuidos conectados al sistema eléctrico.
- **Dispositivo de aislamiento:** Dispositivos y procedimientos que garantizan el aislamiento seguro y eficaz de los recursos distribuidos en situaciones de falla o emergencia.
- **Energización del sistema de distribución:** Procedimientos y consideraciones específicas para la puesta en servicio de los recursos distribuidos en el sistema de distribución eléctrica.
- **Entrada en servicio:** Requisitos y procedimientos para la conexión y la sincronización de los recursos distribuidos con el sistema eléctrico principal.
- **Integridad de la interconexión:** Aspectos relacionados con la interferencia electromagnética y las sobretensiones que deben ser considerados para garantizar una interconexión estable y segura.
- **Integración con el sistema de puesta a tierra del distribuidor:** Lineamientos para asegurar una correcta integración de los recursos distribuidos con el sistema de puesta a tierra existente en el sistema de distribución.

- Exenciones para DER de emergencia y reserva: Consideraciones especiales y exenciones aplicables a los recursos distribuidos que se utilizan como respaldo de emergencia o como capacidad de reserva.

4.3.2. Regulación de tensión

La norma establece la siguiente categorización de los generadores distribuidos (GD):

- Tipo A: tienen un impacto reducido en la red eléctrica.
- Tipo B: tienen un impacto significativo en la red eléctrica.

La determinación del tipo de generador distribuido bajo estudio se realiza mediante análisis de flujos de carga, con el propósito de analizar la variación de la tensión en los nodos del área al desconectar el generador y ante las fluctuaciones frecuentes de potencia más significativas.

Los siguientes factores influyen en la clasificación del generador distribuido:

- Nivel de cortocircuito en el área.
- Potencia nominal del generador distribuido a ser instalado.
- Potencia firme o no firme del generador distribuido.
- Nivel de penetración de generadores distribuidos de potencia no firme.

4.3.2.1. Curva de capacidad:

El requisito de inyección y absorción de potencia reactiva para el control de la tensión depende del tipo de generador distribuido (A o B, ver Tabla 4-2).

Tabla 4-2. Capacidad mínima de inyección y absorción de potencia reactiva

Categoría	Capacidad de inyección como % de la clasificación de potencia aparente (kVA) de la placa de identificación	Capacidad de absorción como % de la clasificación de potencia aparente (kVA) de la placa de identificación
A (a tensión nominal DER)	44	25
B (en toda la extensión del rango A de ANSI C84.1)	44	44

4.3.3. Respuesta a condiciones anormales del sistema de distribución

- Falla y apertura de fase: Manejo de situaciones en las que se produce una interrupción o desconexión de una o varias fases en el sistema de distribución.

- Reconexiones del sistema de distribución: Procedimientos y requisitos relacionados con la reintegración del sistema de distribución después de una desconexión o interrupción previa.
- Voltaje: Regulación y respuesta de los recursos distribuidos ante variaciones o fluctuaciones en los niveles de voltaje en el sistema de distribución.
- Frecuencia: Control y ajuste de la generación de los recursos distribuidos para mantener la frecuencia del sistema de distribución dentro de los límites aceptables.
- Reconexión después de un disparo: Procesos y consideraciones para restablecer la conexión de los recursos distribuidos después de una desconexión provocada por protecciones o disparos en el sistema de distribución.

4.3.4. Protección y seguridad

La norma IEEE Std 1547 establece directrices para garantizar la seguridad de los trabajadores y del público en general. Esto incluye la coordinación y la configuración adecuada de los dispositivos de protección para evitar riesgos eléctricos y garantizar una respuesta adecuada a las condiciones de fallo.

- Dispositivo de aislamiento: La empresa de distribución eléctrica puede requerir que los generadores distribuidos tengan un dispositivo de desconexión que sea visible, accesible y bloqueable por parte de los operadores de la empresa de distribución, de acuerdo a sus prácticas operativas.
- Cortocircuitos: Los generadores distribuidos deben desconectarse de manera coordinada con las protecciones existentes en el sistema cuando detecten una falla en el sistema. En el caso de circuitos con reconectores, el generador debe desconectarse antes del primer intento de recierre.
- Apertura de fase: Los generadores distribuidos deben ser capaces de detectar la falta de una de las fases del sistema y desconectarse en un tiempo menor a 2 segundos.
- Anti-Isla: Los generadores distribuidos deben tener la capacidad de detectar la formación de islas no intencionales y desconectarse en un tiempo menor a 2 segundos. No se considera suficiente implementar una protección anti-isla basada únicamente en la protección por desvío de tensiones y/o frecuencia, como por ejemplo, la protección por desplazamiento vectorial.
- Pérdida de sincronismo: Este requisito se aplica a generadores distribuidos que son generadores sincrónicos sin convertidores de potencia.
- Desvíos de tensión y frecuencia: La norma establece tres categorías (Categorías I, II y III) para los requisitos de tolerancia a desvíos de tensión y frecuencia. Estas

categorías se basan en los diferentes niveles de penetración de generación distribuida y el impacto que generan en la red de transmisión. La Categoría I corresponde a casos de baja penetración.

4.3.5. Calidad de la energía

La norma define los criterios y los límites aceptables para la calidad de la energía suministrada por los recursos distribuidos. Esto incluye parámetros como la tensión, la frecuencia, las variaciones de tensión y frecuencia, la distorsión armónica y otros fenómenos relacionados con la calidad del suministro eléctrico.

- Restricción de la inyección de corriente continua (DC): Limitación de la cantidad de corriente continua que los recursos distribuidos pueden inyectar al sistema eléctrico. Debe mantenerse por debajo del 0.5% de la corriente nominal en el punto de conexión común (PCC).
- Restricción de las variaciones de voltaje causadas por los DER: Limitación de las fluctuaciones de voltaje introducidas por los recursos distribuidos, con el objetivo de mantener la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico.
- Restricción de la distorsión armónica: Limitación de la presencia de armónicos no deseados generados por los recursos distribuidos, para evitar impactos negativos en la calidad de la energía.
- Restricción de la contribución al sobrevoltaje: Limitación de la cantidad de sobrevoltaje que los recursos distribuidos pueden introducir al sistema, con el fin de evitar daños en los equipos y mantener la integridad del sistema eléctrico.

Las restricciones de Flicker y armónicos que da el estándar se presentan en la Tabla 4-3, Tabla 4-4 y Tabla 4-5.

Tabla 4-3. Límites mínimos de emisión de parpadeo de DER individuales

E_{pst}	E_{plt}
0.35	0.25

Tabla 4-4. Distorsión de corriente armónica impar máxima en porcentaje de corriente nominal

Orden armónico individual impar h	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	Distorsión de corriente nominal total (TDR)
(%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

Tabla 4-5. Distorsión de corriente armónica uniforme máxima en porcentaje de la corriente nominal

$$(I_{rated})$$

Orden armónica incluso individual h	$h = 2$	$h = 4$	$h = 6$	$8 \leq h < 50$
(%)	1.0	2.0	3.0	Rango asociado especificado en la Tabla 4-4

4.3.6. Procedimientos de prueba y certificación

La norma establece los procedimientos de prueba y certificación que los recursos distribuidos deben cumplir para demostrar su conformidad con los requisitos de interconexión. Estos procedimientos aseguran que los recursos distribuidos cumplan con los estándares y las normas aplicables antes de su conexión a la red eléctrica.

4.3.7. Documentación y comunicación

La norma también aborda los requisitos de documentación y comunicación entre los propietarios de los recursos distribuidos y los operadores de red. Esto incluye la presentación de información técnica relevante, como características de generación, esquemas de control y capacidad de respuesta a las perturbaciones.

4.4. Tecnología de generación solar fotovoltaica

La energía solar es una fuente de energía abundante, limpia y no contaminante, capaz de ser transformada a energía térmica o eléctrica. Una de las maneras para la conversión directa de energía solar en energía eléctrica es el uso de paneles solares o fotovoltaicos. En otras palabras, la generación solar fotovoltaica es la transformación de la energía solar en energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos [49].


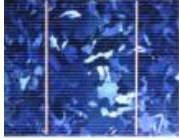

4.4.1. Aspectos relevantes de un Sistema Solar Fotovoltaico.

4.4.1.1. Panel Fotovoltaico

El panel fotovoltaico es el conjunto de células o celdas solares conectadas en serie y paralelo, comúnmente formadas de silicio, las cuales funcionan por el efecto fotovoltaico que consiste en la absorción de fotones del sol para liberar electrones que se encuentran en el interior de una celda para producir una carga en ambos lados que genera una corriente eléctrica [49]. En la Tabla 4-6 se muestra los tipos de células solares que se utiliza con mayor frecuencia en las aplicaciones actuales, divididas por la función material y la tecnología utilizada en su construcción [49].

Tabla 4-6. Clasificación de las células solares. Fuente: [49]

Tipo de Célula	Imagen	Eficiencia	Descripción
----------------	--------	------------	-------------

Silicio Monocristalino		15...18%	Estructura cristalina uniforme. Se fabrican en lingotes cilíndricos de gran pureza que se cortan en obleas. Se utiliza una gran cantidad de energía en construcción.
Silicio Policristalino		12...14%	Estructura cristalina no uniforme. Se fabrica en moldes rectangulares. Menor costo que el silicio monocristalino.
Silicio amorfo		6...9%	Estructura no cristalina. Su potencia se degrada con el tiempo de utilización. Se puede depositar como una capa muy fina en muchos tipos de soportes.

4.4.1.2. Hora Solar Pico

La HSP se define como la insolación que incide al día sobre los módulos solares a una irradiación constante de $1000 \frac{W}{m^2}$, se expresa en $\frac{kWh}{m^2 \cdot día}$ o su equivalente en horas de sol máximo [49]. La HSP se interpreta como una función de valor constante, que delimita la misma área que la distribución de radiación diaria, como se muestra en la Figura 4-1, el valor que se presenta es debido a una distribución de los datos de radiación de un día en la ciudad de Cuenca, el valor constante de este día es de $3858 \frac{Wh}{m^2 \cdot día}$.

En cuanto a la definición del número de horas al día, esta cantidad se divide para $1000 \frac{W}{m^2}$, estableciendo en este periodo con un valor de 3.86 horas que aportan una cantidad de $1000 \frac{W}{m^2}$. Este valor es importante ya que define el número de horas en las que el panel solar suministra la potencia pico, definiendo la cantidad de energía que el panel solar genera, sin considerar las respectivas pérdidas en el sistema [49].

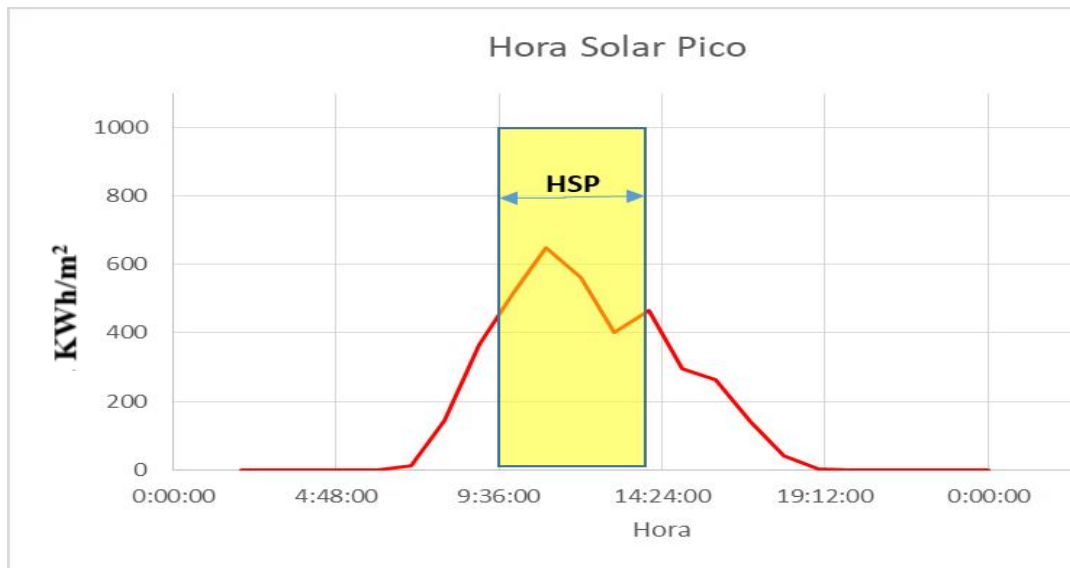


Figura 4-1. Valor HSP en un día en la ciudad de Cuenca

4.4.1.3. Temperatura registrada en la ciudad de Cuenca. KWh/m²

De la información registrada en el año 2019, la temperatura normal o ambiente fue 16°C, alcanzando un máximo de 25.1°C y un mínimo de 8.2°C. El rendimiento de los paneles solares está directamente relacionado con la temperatura, a menor temperatura, mayor rendimiento, mientras mayor radiación mejor aprovechamiento de la generación eléctrica [50].

4.4.1.4. Potencial por superficie de instalación de un Sistema Fotovoltaico

Para la instalación de un sistema SFV es indispensable contar con un área proporcional a la capacidad de generación, es decir a mayor generación SFV, mayor espacio físico (paredes, techos, terreno). Con ese criterio la aproximación de número de paneles en una determinada superficie se calcula mediante:

$$N \approx \frac{S_{total\ Instalación}}{S_{panel}} \quad \text{Ec. 4-1}$$

En donde:

N : Número de paneles dado una determinada superficie.

$S_{total\ Instalación}$: Superficie total disponible para instalación del sistema.

S_{panel} : Superficie dada por las dimensiones del panel FV a utilizar.



Figura 4-2. Ilustración para instalación Paneles Solares

En la Figura 4-2, se plantea una división uniforme de la superficie de instalación para el panel solar para obtener la cantidad y la potencia nominal de los paneles por unidad de superficie, es posible determinar el potencial pico técnico del sistema mediante la ecuación:

$$P_{pico} = N \cdot P_{nominal\ Panel} \quad \text{Ec. 4-2}$$

4.4.1.5. Estimación de la capacidad de energía generada

Es valor aproximado de generación está en función del área en m^2 , del porcentaje de la densidad de radiación en W/m^2 y por el aprovechamiento de horas, pero se ve afectado por diferentes factores que van multiplicados y hacen que su valor disminuya notablemente [51].

$$P_{real} = K \times S \quad \text{Ec. 4-3}$$

Dónde:

P_{real} : Potencia real.

K: Coeficiente de radiación.

S: Sección o Área.

Los diferentes factores que se deben considerar para obtener resultados cercanos a la realidad se describen a continuación.

4.4.1.6. Coeficiente de Rendimiento

Se define como el término utilizado para establecer el rendimiento de una instalación SFV, bajo las condiciones reales de trabajo [51]. Para el diseño se puede considerar los siguientes parámetros:

$$PR(\%) = (1 - L_{temp})(1 - L_{sombras})(1 - L_{suciedad})(1 - L_{inversor}) \quad \text{Ec. 4-4}$$

Dónde:

PR : El performance ratio.

L_{temp} : Valor porcentaje de pérdida por temperatura de funcionamiento del sistema.

$L_{sombbras}$: Valor porcentaje de pérdida por zonas afectadas por sombras.

$L_{suciedad}$: Valor porcentaje de pérdida por polvo, lodo o basura en el panel

$L_{inversor}$: Valor porcentaje de pérdida de energía por el módulo inversor.

La energía capaz de generar el Sistema SFV puede ser representada en términos de la capacidad instalada (mediante la irradiación estándar $1kW/m^2$) o en términos de la energía generada (mediante la irradiación anual, mensual, diaria del sector a estudiar) [51], mediante:

$$E_{gen} = P_{pico} \cdot I \cdot PR \quad \text{Ec. 4-5}$$

Dónde:

E_{gen} : Es el valor de energía generada dado la Irradiación durante un determinado tiempo

P_{pico} : Es la potencia instalada dada la conexión de números de paneles PV.

I : Irradiación solar que recibe el panel.

PR : El performance ratio.

4.4.1.7. Orientación de los paneles generadores

El objetivo principal de los paneles solares es generar la mayor cantidad de energía y es imprescindible que esta generación dependa de la cantidad que se reciba del sol, a esto hay varios generadores fotovoltaicos que han sido diseñados para seguir la trayectoria del sol, pero con un grado de aceptación bajo en el mercado, esto debido al gran incremento del costo ante el uso de generadores móviles. Es por esto que opta por el cálculo de la orientación óptima a un valor constante, se determina a una inclinación (β) que dependerá de la latitud ϕ del lugar y un acimut (α) que depende del hemisferio en el que está situado el generador [52].



Figura 4-3. Ángulos referentes Diseño Fotovoltaico. Fuente: [52]

4.4.1.8. Ángulo Acimut

El ángulo de acimut (α) se define como el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Sur, su valor equivale a 0° si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y es negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es -90° y si coincide con el Oeste su valor es $+90^\circ$ [52]. En la Figura 4-3, se observa el ejemplo de un ángulo de acimut de 12° , esto para que el módulo se ubique frente al sol.

4.4.1.9. Ángulo Inclinación

El ángulo de inclinación (β) es el ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical. En la Figura 4-3, se muestra un leve levantamiento del panel formando el ángulo de inclinación. Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa la ecuación basada en el análisis estadístico de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en diferentes latitudes [52]. La Ecuación se describe como:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0.69 \cdot |\phi| \quad \text{Ec. 4-6}$$

Dónde:

β_{opt} : Ángulo de inclinación óptima (grados).

$|\phi|$: Valor absoluto de la latitud ubicación del lugar (grados).

4.4.1.10. Uso de Inversor para sistema Fotovoltaicos

En la instalación de un sistema SFV, dado el proceso de conversión de la radiación, la corriente resultante de la generación es continua, por lo que es necesario la transformación a CA, la mayoría de países no utilizan los equipos o redes eléctricas que trabajen en CD, por

eso es necesario tener en cuenta en el diseño a los inversores eléctricos, estos afectan directamente a la capacidad nominal de generación del sistema SFV.

4.4.1.11. Inversor Fotovoltaico

Como se muestra en la Figura 4-4, el Inversor fotovoltaico es el dispositivo electrónico que permite el suministro de la energía generada por un sistema fotovoltaico a la red de la Empresa Distribuidora o a los equipos conectados en la instalación. La función principal del inversor fotovoltaico es convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna.



Figura 4-4. Esquematización Uso del Inversor. Fuente: Autor

4.4.1.12. Radiación e Insolación Solar para el Sistema Fotovoltaico en la Ciudad de Cuenca

En la Ciudad de Cuenca, existe numerosas estaciones meteorológicas ubicadas en sitios específicos (ver Figura 4-5), que ayudan a la toma de datos climatológicos como ejemplo: la humedad, la radiación solar, la temperatura, entre otros. Estos datos son de suma importancia para diferentes estudios, principalmente para determinar las desviaciones de radiación durante el año. Los instrumentos usados en estaciones son definidos como piranómetros, con el cual se puede medir la radiación tanto global como difusa, los datos son enviados por las redes móviles y registradas por hora.

La radiación no es constante durante el día, por lo que solo se puede generar en un determinado tiempo, para este caso, el diseño toma el criterio de Heliofania o duración del brillo solar, que está definido como la suma de los periodos a los cuales la radiación solar supera los $120 \frac{W}{m^2}$, esta cantidad es la medida de duración de brillo solar que puede generar. Se usa el criterio de la HSP para determinar la cantidad de energía que puede producir en el día. Existen varios factores que varían este valor como son la época o por el sitio donde está ubicada la estación meteorológica.

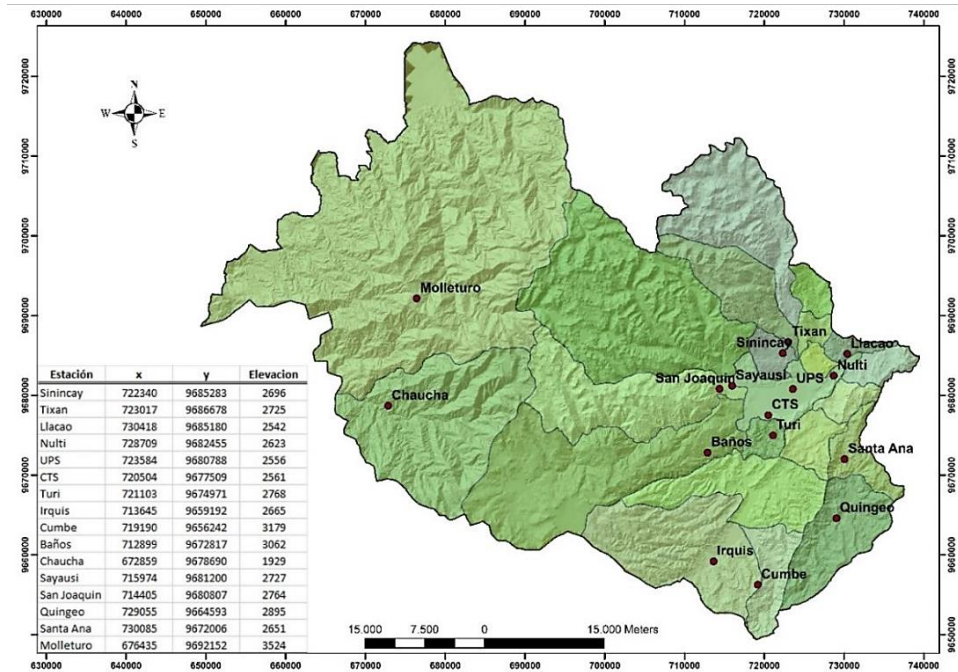


Figura 4-5. Estaciones meteorológicas en el cantón Cuenca. Fuente: INER_UPS

En la Figura 4-6, se observa la cantidad radiación solar durante el día, se observa que el límite de producción válida se da aproximadamente desde las 10 am hasta las 15pm.

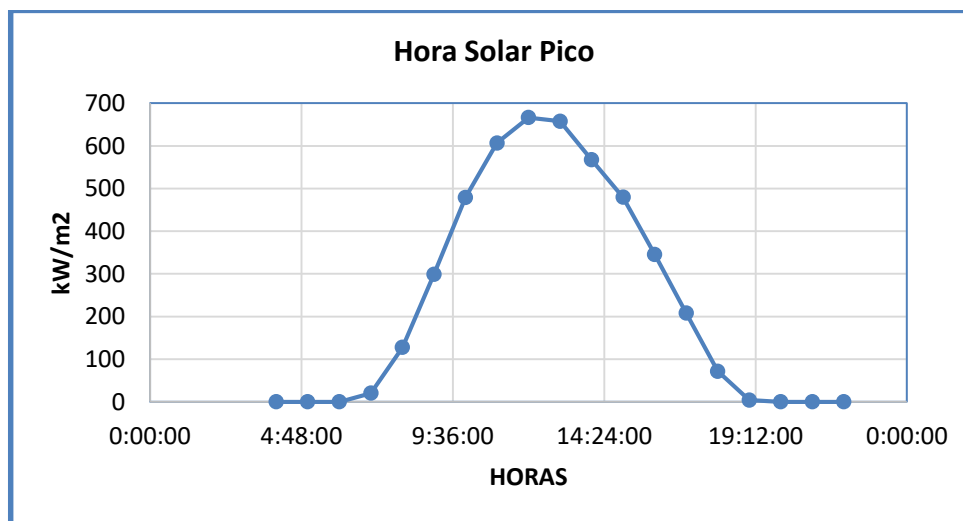


Figura 4-6. Radiación promedio solar diaria del cantón Cuenca

Al resultado de la insolación diaria se realiza el promedio mensual como se observa en la Tabla 4-7, verificamos con los datos obtenidos de la página de la NASA en la plataforma POWER Data Access Viewer.

Tabla 4-7. Contrastación de la radiación solar diaria del cantón Cuenca

Mes	Prom UPS	UPS	NASA	Promedio
Enero	5612,16467	5,61216467	4,42	5,01608233
Febrero	5554,53211	5,55453211	3,73	4,64226605
Marzo	4747,03252	4,74703252	3,67	4,20851626
Abril	4224,0746	4,2240746	4,13	4,1770373
Mayo	3710,04	3,71004	4,09	3,90002
Junio	2298,10863	2,29810863	4,67	3,48405432
Julio	3922,9651	3,9229651	4,22	4,07148255
Agosto	4145,98616	4,14598616	4,49	4,31799308
Septiembre	4796,55723	4,79655723	4,07	4,43327862
Octubre	5301,46865	5,30146865	4,83	5,06573432
Noviembre	5308,43623	5,30843623	5,04	5,17421812
Diciembre	4973,06119	4,97306119	4,9	4,9365306

Como se observa en la Tabla 4-8 la diferencia de los datos obtenidos en las dos plataformas, se asemejan y tienen mínima variación, estos datos se utilizarán para determinar la capacidad de generación del diseño fotovoltaico.

Tabla 4-8. Radiación solar en el cantón Cuenca del año 2018

Centrales	Valores UPS	Valores Nasa	Promedio
Enero	5,4185	4,42	4,91925
Febrero	5,4128213	3,73	4,57141071
Marzo	4,6453894	3,67	4,15769487
Abril	4,0982333	4,13	4,11411692
Mayo	3,6303248	4,09	3,86016234
Junio	3,7822253	4,67	4,22611265
Julio	3,7356001	4,22	3,97780031
Agosto	4,0432309	4,49	4,26661515
Septiembre	4,6662207	4,07	4,36811038
Octubre	5,1507435	4,83	4,99037177
Noviembre	5,1543247	5,04	5,09716248
Diciembre	4,8714905	4,9	4,88574518

En la Figura 4-7, se muestra que los datos obtenidos por las dos fuentes acerca del valor de la capacidad de irradiación captada, esto con el fin que posteriormente determinar la capacidad de generación.

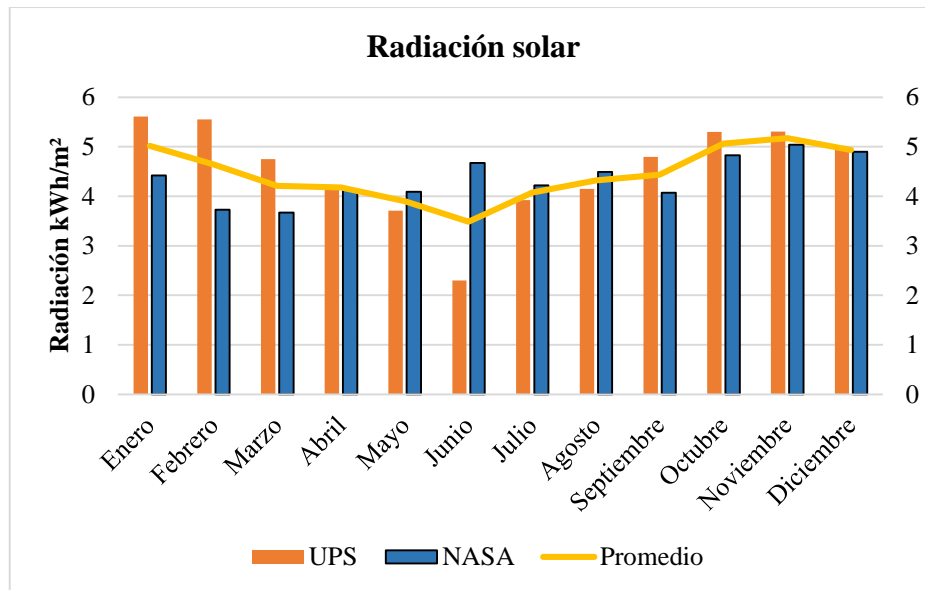


Figura 4-7. Promedio de la radiación solar

4.5. Capacidad generación fotovoltaica en grandes consumidores

Para determinar la capacidad de GFV en grandes consumidores, es necesario tener en cuenta los parámetros que afectan directamente al dimensionamiento de un sistema SFV, por lo que a continuación se describe las diferentes variables del sistema.

4.5.1. Capacidad de generación solar fotovoltaica en la techumbre de la empresa GRAIMAN.

En la Figura 4-8, se presenta el espacio disponible para el montaje de los paneles fotovoltaicos, con la ayuda del programa Google Earth Pro, se determina una superficie de aproximadamente de 58.600m² para la instalación del sistema SFV, este espacio no será del todo aprovechado por lo que se propone que un 10% no se considerará para el despliegue de instalación de los paneles FV, debido a que el programa utilizado no considera áreas que no están construidas y para ajustarse al valor real, en esta investigación se considera una área de 53.300 m² [53].



Figura 4-8. Planta industrial GRAIMAN (Cuenca, Ecuador). Fuente: Google EarthTM

4.5.1.1. Estimación de la energía generada

En base a la superficie, se determina con la Ec. 4-1:

$$N \approx \frac{53\,300\,m^2}{1,650m \cdot 0,992m}$$

$$N \approx 32\,564 \text{ [paneles]}$$

Dado la cantidad de paneles planteados, mediante la Ec. 4-2 se determina la potencia pico del sistema SFV.

$$P_{pico} = 32\,564 \cdot 200W$$

$$P_{pico} = 6\,512,8 \text{ [kW]}$$

Para estimar el valor de energía anual generada se utiliza el valor de irradiación promedio mensual analizada en la base de datos disponible, además de considerar los valores de performance ratio descritos con anterioridad, se evalúa tanto la Ec. 4-4 referida al radio performance y la Ec. 4-5 respectiva a la generación. La consideración que se debe observar es el factor de sombras referida en la literatura disponible que establece que el 10 % de la instalación se ve afectada y dado la característica principal de los inversores otorgan un 80 % de rendimiento, así que se define:

$$PR = (1 - L_{temp})(1 - L_{sombbras})(1 - L_{suciedad})(1 - L_{inversor})$$

$$PR = (1 - 0,1)(1 - 0,05)(1 - 0,2)$$

$$= 0,684$$

Dado este parámetro y considerando la radiación solar anual de $1.653 \text{ kWh}/\text{m}^2$ planteada, es posible determinar la energía capaz de producción de este sistema, por lo que se tiene una energía anual de:

$$E_{gen} = P_{pico} \cdot I \cdot PR$$

$$E_{gen} = 65\,512,8 \cdot 1\,653 \cdot 0,684$$

$$= 7\,363,71 \frac{\text{MWh}}{\text{año}}$$

Y en cuanto a la radiación solar diaria, es posible asimilar un año de generación a lo que presenta la curva generada en la Figura 4-9.

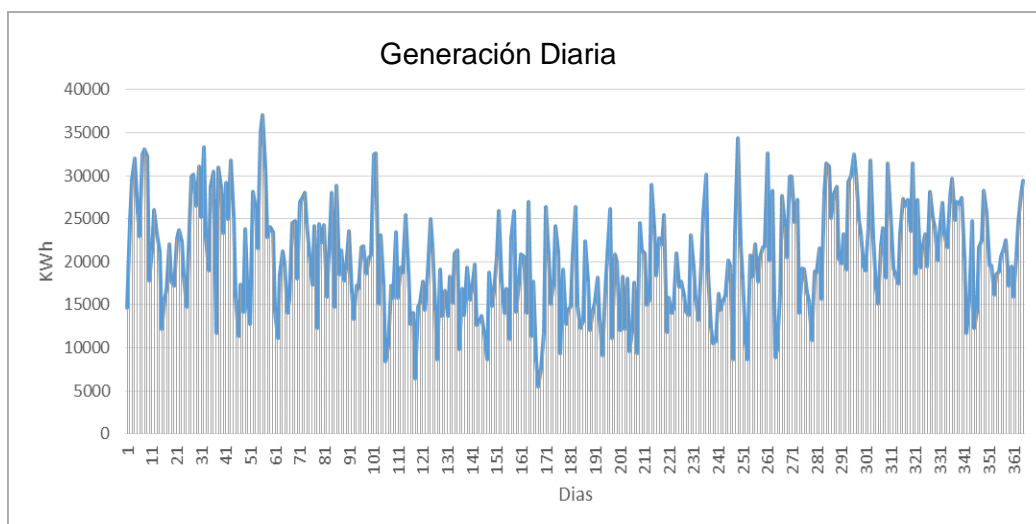


Figura 4-9. Generación Diaria del SFV en la empresa GRAIMAN

4.5.2. Capacidad de generación solar fotovoltaica en la techumbre de la Empresa Continental Tire Andina.

En la plataforma Google Earth obtenemos la superficie del techo de la empresa Cotinental Tire Andina (Figura 4-10), cuyo valor aproximado corresponde a 30.000 m^2 potenciales para la instalación de paneles solares fotovoltaicos. Utilizando el mismo criterio del numeral anterior, el área se reduce en un 10%, debido al espacio sin construcción, por lo tanto, el valor de la superficie aprovechable es de 27.000m^2 .



Figura 4-10. Planta industrial de Continental Tire Andina (Cuenca, Ecuador). Fuente: Google EarthTM

4.5.2.1. Estimación de la energía generada en la industria Continental Tire Andina

Con la superficie determinada, se utiliza la Ec. 4-1 y se calcula:

$$N \approx \frac{27\,000\,m^2}{1.650m \cdot 0,992m}$$

$$N \approx 16\,496 \text{ [paneles]}$$

Dado la cantidad de paneles planteados, mediante la Ec. 4-2 se determina la potencia pico del sistema FV planteado.

$$P_{pico} = 16496 \cdot 200W$$

$$P_{pico} = 3299,12 \text{ [kW]}$$

Para estimar el valor de energía anual generada se utiliza el valor de irradiación promedio mensual analizada en la base de datos disponible, además de considerar los valores de Performance ratio descritos con anterioridad, se evalúa la Ec. 4-4 referida al Radio Performance y la Ec. 4-5 respectiva a la generación. Una consideración a tener es el factor de sombras de 5% dada la superficie plana en los techos, no existe gran afección de sobras y por ultimo considerar la característica principal de los inversores que otorgan un 80 % de rendimiento así que se define:

$$PR = (1 - L_{temp})(1 - L_{sombras})(1 - L_{suciedad})(1 - L_{inversor})$$

$$PR = (1 - 0,05)(1 - 0,05)(1 - 0,2)$$

$$= 0,722$$

La potencia nominal útil aproximada para la inserción en la red eléctrica es de 2381,96 kW. Dado este parámetro y considerando la radiación solar anual de 1653 kWh/m² es posible determinar la energía capaz de producción de este sistema, por lo que se tiene una energía anual de:

$$E_{gen} = P_{pico} \cdot I \cdot PR$$

$$E_{gen} = 3299.12 \cdot 1653 \cdot 0.722$$

$$= 4451,815 \frac{MWh}{año}$$

Y en cuanto a la radiación solar diaria es posible asimilar un año de generación a lo que presenta la curva generada en la Figura 4-11.

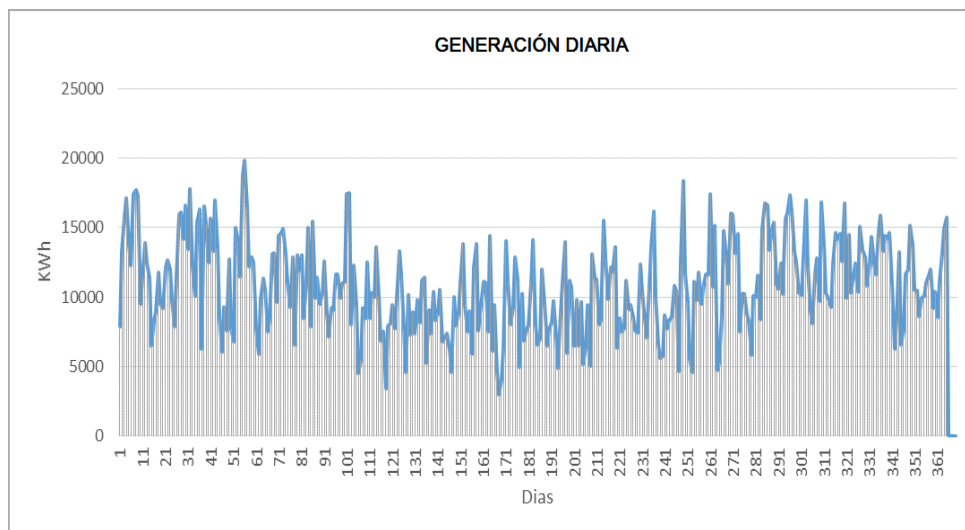


Figura 4-11. Generación Diaria del SFV en la empresa Continental Tire Andina.

5. Gestión de la demanda

Encontrar una definición exacta de Gestión de la Demanda (GD) es complicado, puede variar según el país y el entorno en el que se use, una definición limitada incorpora todas las medidas que impulsen la disminución y/o la capacidad del consumo eléctrico, mejorando la eficacia en su empleo sin descuidar el contenido de los usos finales que la energía eléctrica proporciona. Dicho de otras palabras, la Gestión de la Demanda Eléctrica (GDE) se puede definir como las acciones que influyen en el usuario final de la energía, para que modifique su patrón de demanda (cuando y cuanto consume), con el objeto de obtener un ahorro y un uso eficiente de la energía [63], [65].

La GDE se conforma de dos grandes grupos [54], [56], [57]:

1. Respuesta a la demanda (DR), hace referencia a cambios en el uso de electricidad por parte de los usuarios finales en sus patrones de consumo normales en respuesta a cambios al precio de la electricidad en el tiempo o a pagos de incentivos diseñados para incitar un menor uso de electricidad en momentos que los precios del mercado mayorista son altos o cuando se pone en peligro la fiabilidad del sistema.
2. Eficiencia energética (EE), reduciendo la energía requerida para la prestación de servicios o productos.

5.1. Respuesta de la demanda

Antiguamente la demanda de electricidad era considerada rígida e incapaz de cambiar su comportamiento, debido que, a nivel global se consideraba que los recursos energéticos son ilimitados para satisfacer la demanda de energía, delimitando como únicas restricciones la ampliación de las redes de transmisión y distribución. Esto cambió con la escasez de los recursos no renovables (recursos fósiles) como el petróleo, con ello el aumento considerable del precio del combustible, por lo que los gobiernos y las empresas de distribución identificaron que la provisión energética es vulnerable, con ello la búsqueda de nuevas alternativas para cumplir los requisitos de la demanda energética [58].

Con el pasar del tiempo, la demanda energética se incrementa debido a varios factores como el aumento de la población a nivel mundial, incremento de las industrias y al aumento de la demanda de cada individuo con la tecnología, a esto se tiene que añadir la introducción de los vehículos eléctricos que no solo aumentará la demanda eléctrica, sino que además será una variable más para los SEP [55], [57].

Con el desarrollo de pequeñas plantas de generación, basadas en energías renovables, al consumidor se le abren nuevas posibilidades de intervenir en el mercado, ya que puede optar por producir parte de su energía, e incluso por convertirse en proveedor. La respuesta a la

demanda (RD) añade una posibilidad a este escenario, ya que utilizando la elasticidad en el consumo y actuando según directrices de optimización económica el usuario encuentra otro posible nicho de actuación que le permite ofrecer un recurso tangible, como es la reducción de consumo en un determinado momento, junto con otros recursos menos tangibles basados en su flexibilidad para modificar su curva de consumo. En este sentido, los elementos que aportan capacidad de modificación de la curva de demanda, favorecen este tipo de acciones por parte de los usuarios. Estos equipos son básicamente los sistemas de almacenamiento y los recursos energéticos distribuidos a los que ya se ha hecho referencia. En conclusión, bajo esta perspectiva, y aprovechando la nueva tendencia de liberalización de los mercados eléctricos, se presenta la posibilidad de que los consumidores participen en los programas de respuesta de la demanda. Este es uno de los objetivos que las redes inteligentes, persiguen desde el punto de vista de introducir nuevas posibilidades sobre el mercado clásico. En una red "inteligente", también la manera de consumir la energía debe responder a esa clasificación de consumo inteligente [30], [61].

El concepto de RD se refiere a la capacidad de un consumidor de modificar su perfil de consumo para obtener un beneficio económico a cambio. Este beneficio puede surgir tanto del aprovechamiento de las variaciones en los precios como por compensaciones de los operadores de red a causa de la modificación llevada a cabo cuando el sistema lo requiere para evitar posibles contingencias. Ejemplos típicos de acciones de este tipo son aquellas que reducen potencia en los periodos punta para reducir la sobrecarga producida en el sistema. También cabe destacar las acciones de traslado de carga en las que un consumidor desplaza consumos de periodos más caros a otros con menor costo energético. Por otra parte, es interesante tener en cuenta la posibilidad de autogeneración, con la que un usuario puede cubrir una cierta fracción de su consumo mediante energía producida en sus instalaciones, con una reducción neta de energía absorbida del sistema mientras que el consumo de las instalaciones no refleja variación alguna [67], [70].

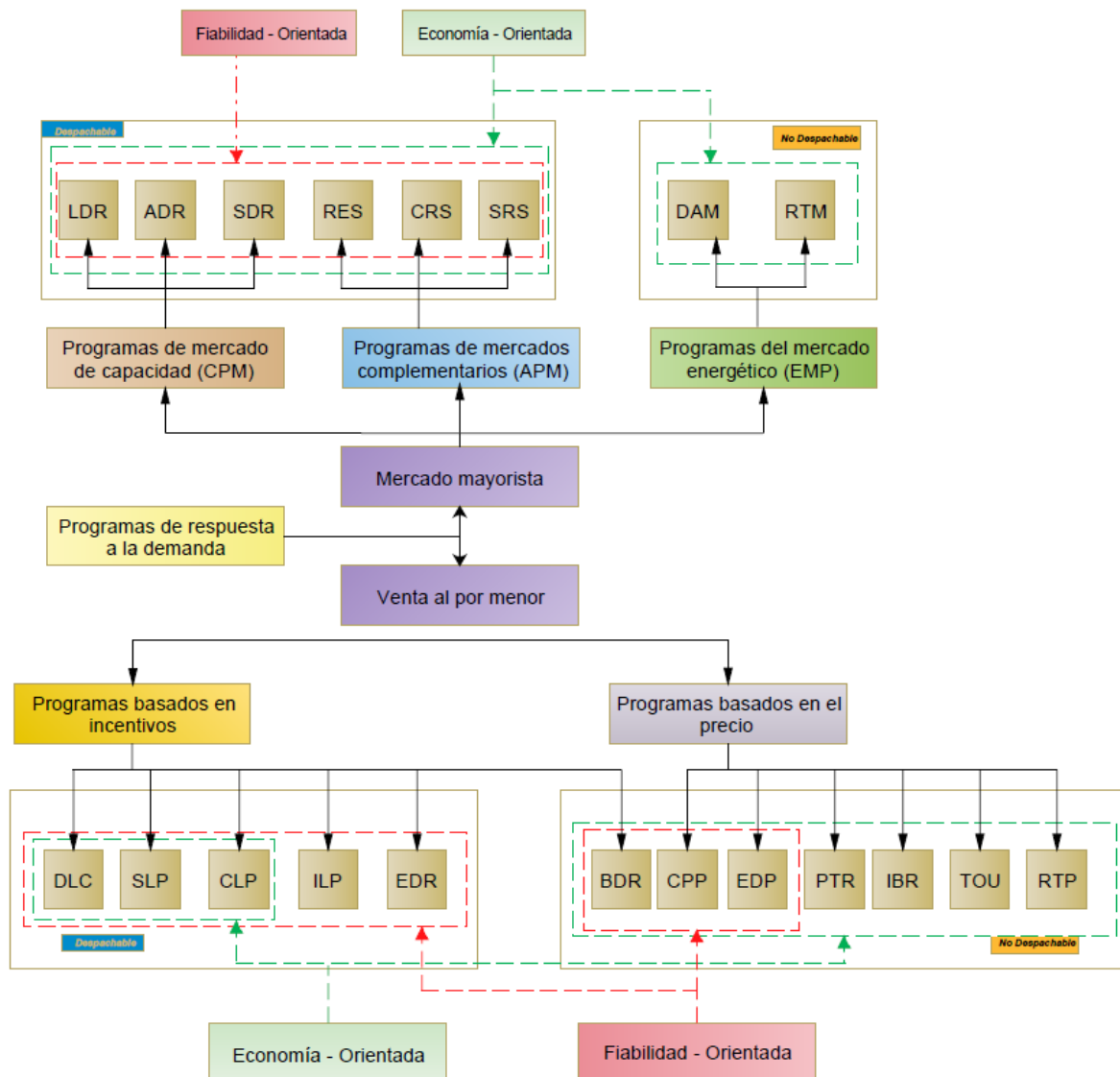


Figura 5-1. Programas de gestión de la Demanda. Fuente: [8].

En la Figura 5-1, se aprecia los diferentes tipos de respuesta a la demanda, programas en mercados eléctricos mayoristas y minoristas, basado en incentivos y en precios para proporcionar servicios asociados a la venta de electricidad a través de programas de energía de mercados.

5.2. Flexibilidad de la demanda

El término flexibilidad de la demanda (FD) hace referencia a la capacidad de variar la inyección o el consumo de energía de la red como respuesta a una señal exterior, como puede ser la variación del precio o algún aviso por una situación de desequilibrio. Esta capacidad de variación se usa con el propósito de dar un servicio al sistema, de esta manera se reduce la potencia consumida en las horas pico y se aumenta la potencia en las horas

valle, para conseguir disminuir el costo de la energía durante las horas de menor precio [62], [63].

Se usan varios parámetros que nos permiten medir la flexibilidad del sistema eléctrico; el módulo de potencia, la duración, la velocidad de cambio, el tiempo de respuesta, la ubicación, etc [62], [63].

La FD por parte de los consumidores es una forma económica y sencilla de mantener el balance entre potencia demandada y generada, con la ventaja de que no requiere de generadores de energía y por lo tanto no tiene emisiones y costos de producción, aunque se incentiva económicamente [62], [63].

En la actualidad los grandes consumidores tienen la oportunidad de participar en el mercado eléctrico ofreciendo un porcentaje de su demanda para su gestión, es decir, retrasan ciertos consumos de sus instalaciones con el fin de reducir la demanda en las horas pico y así conseguir un incentivo económico [62].

Esta gestión beneficia a todos los consumidores en el sistema eléctrico, ya que el consumidor que gestiona su demanda consigue un beneficio económico y permite a los reguladores del sistema conseguir satisfacer la demanda a un menor costo, disminuyendo el precio de compra de energía para todos los consumidores. Otro incentivo de este tipo de gestión es que se reduce el uso de las centrales contaminantes y permite un mayor aprovechamiento de las centrales de energías renovables [62].

Se considera que esta flexibilidad tendría cabida en el mercado de tres formas:

- **Optimización de cartera:** En el contexto de la optimización de cartera, los participantes del mercado tienen la responsabilidad de maximizar la generación de energía de manera que cumpla con el requisito de satisfacer la demanda al costo más bajo en todos los escenarios posibles. Esto implica considerar no solo el costo de generar energía, sino también los costos asociados con el arranque y apagado de las plantas de energía [9].
- **Equilibrio de frecuencia:** El equilibrio de frecuencia implica la contratación de servicios de balance que permiten ajustar la potencia cuando el operador del sistema lo requiere, especialmente cuando la frecuencia de la red se encuentra fuera de ciertos límites establecidos [9].

Anteriormente, este ajuste de potencia se realizaba mediante el control de la generación, desconectando centrales en caso de que la frecuencia sea demasiado alta y conectando centrales en caso de que la frecuencia disminuya (la frecuencia aumenta cuando la potencia generada es menor que la demandada). Sin embargo,

utilizando la FD (Despacho de Frecuencia), se puede lograr el mismo resultado sin incurrir en gastos en ocasiones, lo cual puede ser muy beneficioso [9].

- **Gestión de restricciones en las redes de transmisión y distribución:** Los servicios de flexibilidad de demanda brindan la capacidad a los operadores del sistema para hacer frente a las limitaciones de la red que podrían afectar el funcionamiento adecuado de la infraestructura, garantizando de esta manera la confiabilidad y calidad del servicio en todo momento [9].

Por el momento, los únicos consumidores que pueden hacer uso de la FD son los grandes consumidores industriales, estos consumidores ofrecen a la red la posibilidad de gestionar una parte de la demanda, previamente acordada, durante un tiempo determinado; a cambio de esto, se les recompensa económicamente tanto por la cantidad de potencia y energía a gestionar ofertada, como por la cantidad de energía que finalmente se interrumpe.

Son pocas las empresas que deciden participar en el mercado eléctrico usando la flexibilidad de demanda, se estima que en la actualidad solo se utiliza en la Unión Europea un 10% de la posibilidad de gestionar la demanda. Esto es entre otras cosas porque los consumos en viviendas presentan mayor dificultad para introducirse en el mercado. Para solucionar esto, se ha creado la figura del agregador, un nuevo agente del sistema eléctrico que servirá de intermediario entre grupos de pequeños consumidores que ofrecen flexibilidad de demanda en el mercado eléctrico, ofreciendo así una mayor energía a gestionar [9].

5.3. Regulaciones y barreras en la gestión de la demanda

5.3.1. Europa





La liberalización de los mercados europeos y la desintegración del negocio eléctrico inició a principios de la década de los 90's y en 1996 la Unión Europea (UE) empezó a generar directrices sobre los mercados energéticos. Desde entonces, la normativa en esta región ha evolucionado tomando un rumbo diferente al que ha sucedido en el resto del mundo, en pos de la integración de todos los mercados energéticos con el objetivo de lograr un mercado único común para todos los países miembros de la UE, conocidos como mercado interior de la energía [10], [64].

La legislación europea promueve de manera inequívoca la ejecución de proyectos destinados a integrar los mercados europeos en el mercado interior de la energía, involucrando a los operadores del mercado y los operadores de los sistemas de transmisión existentes en cada país, la UE impulsa dos proyectos para lograr la integración de los mercados eléctricos en Europa [10], [64].

El primero de ellos, el proyecto Price Coupling of Regions (PCR), está en pleno funcionamiento desde 2014, tiene como objetivo negociar la energía y fijar precios en el “Day-Ahead market” que en España se conoce como mercado diario, la Figura 6 muestra los países y mercados que componen el proyecto PCR [10], [64].

En la Tabla 5-1, se resumen de los países de la Unión Europea y los nombres de los operadores de mercado que participan activamente en el proyecto PCR:

Tabla 5-1. Operadores del mercado miembros de PCR. Fuente: [10], [64]

Países	Operador de mercado	
Alemania, Austria, Bélgica, Francia, Holanda, Reino Unido	EPEX SPOT	
Italia	GME	
Alemania, Estonia, Dinamarca, Finlandia, Letonia, Lituania, Noruega, Suecia, Reino Unido	NORD POOL	
España, Portugal	OMIE	
Rumanía	OPCOM	
República Checa	OTE	
Polonia	TGE	

El segundo proyecto, conocido como XBID por Cross-Border Intraday Market, es aún más ambicioso, pues nace con el desafío de crear un mercado europeo continuo y común en el que la negociación esté lo más cerca posible de la hora de entrega física de la energía [10], [64]. Se espera que una mayor transparencia en los precios de la electricidad ayude a promover la competencia, alentando a los consumidores a elegir entre diferentes fuentes de energía (petróleo, carbón, gas natural y fuentes de energía renovable) a través de diferentes proveedores.

El precio sin impuestos, es decir; energía, suministro y red, aumentó ligeramente más rápido que la tasa de inflación global en el segundo semestre de 2013, cuando fue de 0,1338 € / kWh. Sin embargo, desde 2014, se ha mantenido relativamente estable y ahora se sitúa en 0,1269 € / kWh. Por el contrario, el precio para otros impuestos ha aumentado de forma continua desde el 31,2% en el primer semestre de 2008 al 40,3% en el primer semestre de 2020 [10], [65].

Para los consumidores residenciales (consumidores medianos con un consumo anual entre 2500 kWh y 5000 kWh), los precios de la electricidad en el primer semestre de 2020 fueron más altos entre los Estados miembros de la UE en Alemania 0,3043 € / kWh, Dinamarca 0,2833 € / kWh y Bélgica 0,2792 € / kWh. Los precios más bajos de la electricidad se registraron en Bulgaria 0,0997 € / kWh, Hungría 0,1031 € / kWh y Estonia 0,1236 € / kWh [10], [65].

En la Figura 5-2, el precio de los impuestos para los consumidores no residenciales ha aumentado continuamente del 13,8% en 2008 al 35,3% en el primer semestre de 2020. Por lo tanto, si miramos el precio total, los impuestos no recuperables para el primer semestre de 2020, está ligeramente por encima de otros impuestos [10], [65].

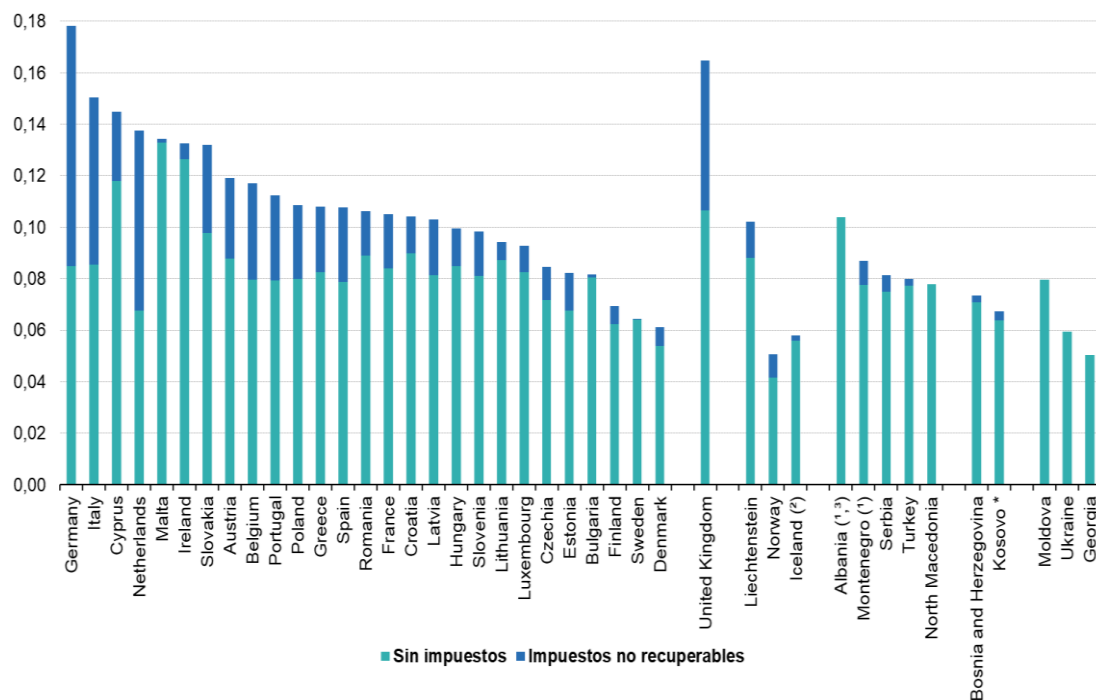


Figura 5-2. Precios de electricidad para consumidores no residenciales, primer semestre de 2020 [€/kWh]. Fuente: [65].

5.3.2. Estados Unidos de América

En Estados Unidos los mercados mayoristas tradicionales de electricidad son responsables de las operaciones y gestión del sistema, se encargan de proporcionar energía a los consumidores minoristas. Las empresas de servicios públicos en estos mercados suelen estar integradas verticalmente y son propietarias de los sistemas de generación, transmisión y distribución utilizados para atender a los consumidores de electricidad. La industria históricamente ha comercializado electricidad a través de transacciones bilaterales y convenios de reserva de energía.

El acceso es abierto a la transmisión, las ISO operan el sistema de transmisión de forma independiente y fomentan la competencia por la generación de electricidad entre los participantes del mercado mayorista. Las empresas de servicios públicos fueron alentadas a unirse a las organizaciones regionales de transmisión – RTO, que, como una ISO, operaría sistemas de transmisión y desarrollaría procedimientos innovadores para administrar la transmisión de manera equitativa. Cada uno de los ISO y RTO tienen mercados de energía y servicios auxiliares donde compradores y vendedores pueden ofrecer generación. Estos generalmente utilizan mercados basados en licitaciones para determinar el despacho económico, aunque las principales secciones del mercado operan bajo estructuras de mercado más tradicionales, dos tercios de la carga eléctrica del país se suministra en las regiones RTO [10], [64].



Figura 5-3. Mapa de mercados energéticos distribuidos en EE.UU. Fuente:[66]

En resumen, EEUU está conformado por tres ISO [10], [64] (ver Figura 5-3):

- CAISO: California Independent System Operator
- NYISO: New York Independent System Operator
- ERCOT: Electric Reliability Council of Texas

Y cuatro RTO [10], [64]:

- ISO-NE: Independent System Operator of New England
- MISO: Midcontinent Independent System Operator
- PJM: PJM Interconnection System Operator
- SPP: Southwest Power Pool

5.3.3. La gestión de la Demanda en los DSO y TSO - ¿Cómo puede el DSO utilizar mejor la capacidad de la red?

Las razones para realizar una interfaz entre el TSO y el DSO están agrupadas en tres grupos:

1. Marco de mercado.- Todos los recursos conectados a las redes de transporte y

distribución, como la generación, el almacenamiento y la demanda activa, pueden participar en los mercados de energía y ofrecer servicios al sistema a través de respuesta a la frecuencia, control de tensión, equilibrio, etc. En particular, la demanda activa debe ser tratada como un recurso de los consumidores y prosumidores.

2. Interacción operativa.- Dado que la red es cada vez más activa a nivel de distribución, es necesario que el DSO tenga suficiente observabilidad a nivel de la distribución, adecuada y pertinente a sus respectivas funciones y gestiones, para servir a todos los actores del sistema eléctrico de potencia.

La utilización de los servicios debe ser supervisada por el TSO y el DSO, en este escenario, el DSO deberá recoger los datos de la generación dispersa y proporcionarlos de forma adecuada. Los TSO deben ser responsables de coordinar el control del sistema, los planes de defensa y los esquemas especiales de protección que podrían implicar progresivamente más recursos a nivel de distribución, de manera que respeten y prevean la posibilidad de hacer frente a cualquier impacto o congestión de la red a nivel de distribución.

3. Planificación de la interacción.- Dado que los principales cambios se producirán a nivel de la distribución, es crucial y necesario un intercambio de información entre los DSO y los TSO sobre el comportamiento de la red. De hecho, la seguridad del sistema depende cada vez más del sistema de distribución y de la previsión de la carga y de los DER para la planificación tanto a corto como a largo plazo.

5.3.4. Cambios y servicios para el control y gestión del sistema DSO

5.3.4.1. Control local de la frecuencia y normas de desconexión

En los sistemas eléctricos, el control de la frecuencia es importante en los DSO y es necesario adoptar normas coincidentes con la DER y a nivel de transmisión. El control local tiene lugar en el propio DER, no requiere comunicación para ser activado. También se denomina reserva de contención de frecuencia en el código de red sobre el equilibrio de la electricidad (NC EB).

La regla principal para garantizar la seguridad del sistema es evitar la desconexión de los generadores para frecuencias de rango ± 3 Hz, tanto para los generadores estáticos como para los rotatorios. De hecho, es necesario garantizar que el DER permanezca conectado durante los transitorios de frecuencia cuando surja la falta de energía en una zona concreta. Específicamente, el sistema de protección de la interfaz anti-interferencias del generador debería, idealmente, distinguir entre los eventos locales de insularidad y los eventos globales de frecuencia. Cuando esto no sea rentable de implementar, en particular para un gran número de pequeños generadores, los ajustes deberían elevarse lo suficiente por lo que el

sistema debería disparar en los límites de frecuencia sólo para eventos de frecuencia global. Otra medida para evitar la desconexión de los DER frente a los eventos de la red es utilizar la capacidad de la llamada caída de tensión.

Los porcentajes cada vez más altos de DER en la generación, surge la necesidad de que los DER adopten la regulación de frecuencia para el control primario de la frecuencia, como primera etapa debería adoptarse la sobrefrecuencia. Los DER deben tener la posibilidad de disminuir la potencia activa inyectada en la red en respuesta a un aumento de la frecuencia con un cierto estatismo, como se indica en los requisitos del Código de Red Europeo para los generadores.

Dado que la mayoría de los DER son estáticos, en caso de reconexión después de una desviación de la frecuencia, es necesario entregar la energía gradualmente.

En una segunda etapa, este tipo de regulación podría adoptarse también en subfrecuencia, los DER deben tener una cantidad de potencia para la regulación ascendente, lo que significa que operar por debajo de la condición de funcionamiento máximo durante un período, incluso si el viento o la irradiación necesarios permitirían una mayor producción.

5.3.4.2. Control de voltaje local cuasi estacionaria y de la conducción de la falta

Dado que la producción en el nivel de transmisión está disminuyendo, la regulación del voltaje por parte de los DER es muy importante para el sistema eléctrico, sobre todo la conducción de fallos y la regulación del voltaje primario. La gestión de fallos ya forma parte de los códigos de conexión a la red en muchos sistemas de medio voltaje. En cuanto al control de la potencia reactiva/tensión cuasi estacionaria, actualmente los DER no suelen realizar el control de voltaje en la mayoría de los sistemas operados; en el futuro, sin embargo, será necesario que este tipo de generación también realice el control de voltaje. Esto ya se practica en algunos países a nivel de medio voltaje (por ejemplo, en Alemania sobre la base de BDEW MS-RL y en Italia con el Código de Red y sus anexos), así como en los sistemas de alto voltaje (por ejemplo, VDE-AR-N 4120).

Cualquier uso del DER debe acordarse con el DSO y considerar la distancia eléctrica o la impedancia desde la ubicación del DER hasta la interfaz DSO-TSO. Cuando el DER está integrado en el sistema de distribución, debe contribuir al control de voltaje local, cuando el DER está situado eléctricamente cerca del límite del DSO, tiene sentido que proporcione apoyo a la transmisión respetando las limitaciones de la red de distribución

5.3.4.3. Regulación de frecuencia secundaria y terciaria (Equilibrio de carga - generación)

La terminología utilizada para referirse a las reservas de potencia activa difiere; por ejemplo en Europa, se utiliza cada vez más la terminología del Código de Red de Equilibrio Eléctrico (NC EB). La regulación secundaria se traduce en una reserva de restauración de frecuencia automática o manual, mientras que la regulación terciaria se denomina reserva de sustitución de frecuencia.

Para equilibrar la carga y la generación, se utiliza DER agregados en lugar de grandes centrales eléctricas, suelen ser coordinados y agrupados por agregadores, o por los llamados operadores de centrales eléctricas virtuales (VPP), ofrecen la energía agregada como producto en el mercado de control de frecuencia. La solicitud de control de la frecuencia siempre será emitida por señales del TSO; sin embargo, quién envía las consignas de potencia activa al DER varía de un país a otro.

Además de proporcionar regulación de frecuencia terciaria (reservas de sustitución), cada vez más generadores y almacenamientos podrían proporcionar también una banda de reserva de restauración de frecuencia. De este modo, la reserva de restauración de frecuencia manual o automática (control de frecuencia secundario) puede ser proporcionada cada vez más por los recursos DER y DSM, después de la precalificación exitosa del DSO.

5.3.4.4. Control de la tensión secundaria y terciaria

Se aplica la lógica de control de la frecuencia secundaria y terciaria análoga al ámbito de la potencia reactiva/voltaje. Aunque el control de voltaje secundario y terciario en el sistema de distribución todavía parece algo lejano, la integración del intercambio de potencia reactiva en la interfaz TSO/DSO en un esquema de control de voltaje secundario/terciario del TSO puede ser una opción en algunos casos [67].

Hasta ahora el método más utilizado ante perturbaciones extremas ha sido el deslastre de carga por baja frecuencia (UFLS), esto se activa en cuanto la frecuencia se encuentra cerca de los límites críticos. Antans Sauhats [68] propone un método de deslastre de carga predictivo sin la necesidad de medidores de frecuencia, basado en el monitoreo de inyecciones de energía activa con condensadores síncronos y pruebas de eficiencia a través de varias muestras, con lo que se consiguen como resultado una notable mejora y estabilidad en la frecuencia de operación del sistema.

Martha Acosta [69] propone un método novedoso para calcular de manera óptima la configuración del esquema UFLS. Esta metodología considera el número de etapas de deslastre de carga, así como el tamaño de bloque de deslastre de carga, el umbral de frecuencia y el retardo de tiempo para cada etapa con lo que se consigue minimizar la cantidad de carga total desconectada.

Robert Malkouski [70] por su parte, propone un método innovador para deslastre de carga por baja frecuencia, presenta un esquema UFSL caracterizado por una mayor efectividad en caso de grandes perturbaciones y la desconexión de pequeñas cantidades de carga para perturbaciones medianas y pequeñas.

Además, reemplaza la caída de carga consecutiva, la cual consume mucho tiempo con el mecanismo de caída de carga simultánea y reemplazando los umbrales de activación de frecuencia fija, independientes del estado del sistema con umbrales adaptativos implícitos basados en cálculos de lógica difusa, este algoritmo no requiere de soluciones técnicas ni de grandes recursos económicos y su validación de este algoritmo se dio mediante simulaciones informáticas multivariadas.

Otra solución para mantener la estabilidad del sistema, es la presentada por Arne Gloe [71], consiste en contrarrestar los desequilibrios de potencia mediante la utilización de turbinas eólicas, con el fin de presentar un caso ficticio, pero realista, toma como ejemplo lo ocurrido en la red de distribución de Flensburg en 2019 dónde se produjo un apagón después de casi dos horas de funcionamiento en isla lo cual afectó a la red de distribución en casi su totalidad.

Para el estudio se asume que los aerogeneradores se encuentren conectados a la red de distribución de medio voltaje, se muestra hasta en qué punto este método puede ayudar en la operación de la red, proporcionando soporte de frecuencia de red de dos maneras, la primera se basa en suministrar solo inercia sintética, donde las turbinas eólicas pueden contribuir a limitar la tasa de cambio de frecuencia en la red en isla directamente después de perder la conexión a la red de Europa Central. En combinación con las capacidades de control de frecuencia primaria de las turbinas eólicas, se podría haber disminuido la cantidad de cargas desconectadas del sistema y las turbinas eólicas con capacidades de control de frecuencia primaria habrían podido reestablecer la frecuencia a sus condiciones normales en poco tiempo.

Para combatir desbalances entre la generación y la demanda debido a escasez de generación de energía Yuehao Zhao [72] propone utilizar plenamente los recursos multienergéticos ajustables en el lado de la demanda y reducir la compensación interactiva, presentando un modelo de respuesta de demanda integrada al deslastre de carga convencional, debido a que los participantes pueden utilizar recursos más abundantes para reducir el consumo de energía en horarios específicos. Proponen una estrategia de despacho óptimo de dos niveles para disminuir la dificultad en el control coordinado y la interacción entre las fábricas de nivel inferior y los operadores de energía múltiple de nivel superior en los parques industriales. Mediante la aplicación de esta metodología los recursos tanto en el lado del operador como

del consumidor se controlan y programan de manera óptima para maximizar sus beneficios bajo la restricción de cambios máximos.

El incremento de vehículos eléctricos en el mercado es un desafío para la red eléctrica al aumentar los picos de demanda, sin embargo, este desafío puede ser visto como una posible solución en el sistema eléctrico.

Paolo Scarabaggio [73] sugiere que el modo de operación denominado vehículo a red (V2G) tiene el potencial de proporcionar servicios auxiliares a la red eléctrica, como recorte de picos, desplazamiento de la carga y regulación de la frecuencia, los vehículos eléctricos pueden aportar en la regulación de frecuencia primaria que actualmente se obtiene ajustando la potencia activa de los generadores de red principal, los vehículos eléctricos se reconocen como soluciones particularmente valiosas ya que pueden responder a las señales de desviación de frecuencia cargando o descargando sus baterías.

Estas estrategias de control aseguran el equilibrio de la potencia y la estabilización de la frecuencia de la red principal, por otro lado, los enfoques pueden satisfacer diferentes tipos de necesidades de los vehículos eléctricos durante el proceso de carga.

La participación de los usuarios tiene un gran valor en la gestión de redes inteligentes, ya que permite una mayor flexibilidad en la toma de decisiones en la respuesta a la demanda debido a que los clientes pueden ser incluidos en los programas de recuperación ante desastres cambiando sus hábitos o implementando el control de carga. Las microrredes inteligentes pueden enfrentar racionamientos de energía producidos por la falta de generación eléctrica, la respuesta de estas microrredes es útil no solo en emergencias, ya que los cortes de carga pueden planificarse con una reducción en el consumo, sino también en su funcionamiento normal [74].

5.4. Modelo agregador en la gestión de la demanda

Con la entrada de agregadores en el mercado, se crean afectaciones económicas y operativas para uno o más agentes que conforman la cadena de electricidad (usuarios, transmisores u operadores de red) a causa de los cambios en el uso de la red. A partir de la regulación y la estructura de mercado eléctrico, pueden surgir diferentes roles y responsabilidades para la entidad agregadora. Algunos de los modelos de negocio existentes para los agregadores son los siguientes:

a) Agregador y comercializador

Es posible combinar el papel y los servicios del agregador y el comercializador de energía. Los principales beneficios de esta implementación, son la reducción de la complejidad en la

participación del mercado económico, debido a la existencia previa de acuerdos comerciales entre los usuarios y la figura de comercializador [75].

b) Agregador Independiente

La figura de agregador puede crearse sin pertenecer a ningún agente existente de la cadena energética. Este caso trae consigo regulaciones estandarizadas que compensan al comercializador u operador de red por los desequilibrios de los pronósticos de demanda, a causa de la activación de los programas de reducción de consumo, que promueve el agregador. Una de las dificultades de este mecanismo se basa en establecer esas estrategias de compensación financiera que protejan a las partes intervinientes [75].

c) Prosumidores como agregador

Los prosumidores comerciales e industriales pueden ejercer el papel de agregador para sus propios consumos. Para los clientes domésticos, esto será mucho más difícil, pero es posible que un actor agregue muchos pequeños volúmenes de hogares, lo que a largo plazo lo convierte en un modelo de agregador independiente [75].

Para que este modelo sea aplicado, es necesario que el acceso al mercado de energía sea abierto a muchos agentes, lo que podría complicar la regulación, encarecer el acceso a las tecnologías y la interacción de mecanismos de compensación y monitoreo.

Esta investigación centra su interés en el modelo agregador, en la Figura 5-4 el agregador es el núcleo del análisis, toma como variables de entrada la generación estocástica solar fotovoltaica, los perfiles de almacenamiento de la energía (BESS) y variables de demanda pronosticadas en intervalos de 15 minutos. Adicionalmente, se utilizan códigos de red de países en donde están instauradas las redes inteligentes, con el objetivo de mantener una referencia próxima a sistemas reales; por otro lado están las regulaciones nacionales enmarcadas en la generación distribuida y en el autoconsumo con la finalidad de establecer condiciones de conexión y operación en las redes de distribución, finalmente la investigación centra su interés en determinar la flexibilidad y el tiempo de computo que utilizan los métodos de optimización en otorgar respuestas a un modelo de red, que para el caso de estudio, se considerará la simulación de las redes de distribución en el software OpenDSS para estimar las condiciones técnicas de operación y el cumplimiento de los códigos de red (norma Europea que valida un sistema local), como se indica en la Figura 5-4, el agregador está relacionado con los diferentes agentes de un mercado eléctrico en toda la cadena de suministro.

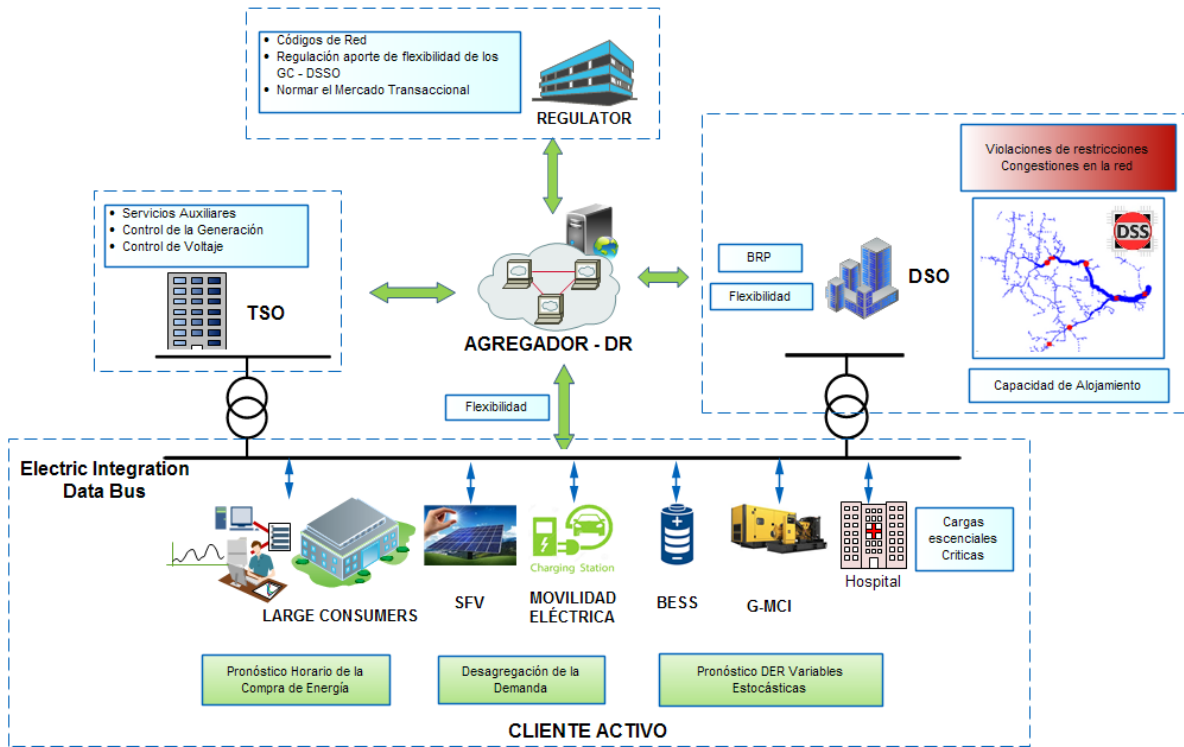


Figura 5-4. Modelo agregador en la gestión de la demanda

6. Pronóstico de la demanda, generación y costos de energía

6.1. Pronóstico de la Demanda

El estudio considera la caracterización de la radiación solar como insumo para el análisis de la generación solar fotovoltaica a fin de satisfacer una parte o su totalidad de la demanda de energía eléctrica que utiliza una industria a través de sus datos históricos (3 años), para posteriormente determinar el pronóstico de la generación SFV y de la demanda que requiere la industria para su normal operación, con el fin de establecer un sistema que ha futuro combine dichas magnitudes, minimizando el impacto técnico económico de la GD en los sistemas de distribución.

En este capítulo, se desarrolla un modelo a través del uso de redes neuronales para establecer valores de pronóstico de generación y demanda, con el fin de cuantificar las cantidades de energía y modelar los nuevos perfiles de demanda, además de realizar el modelo técnico del SEP mediante el software Open DSS con el fin de analizar los parámetros técnicos.

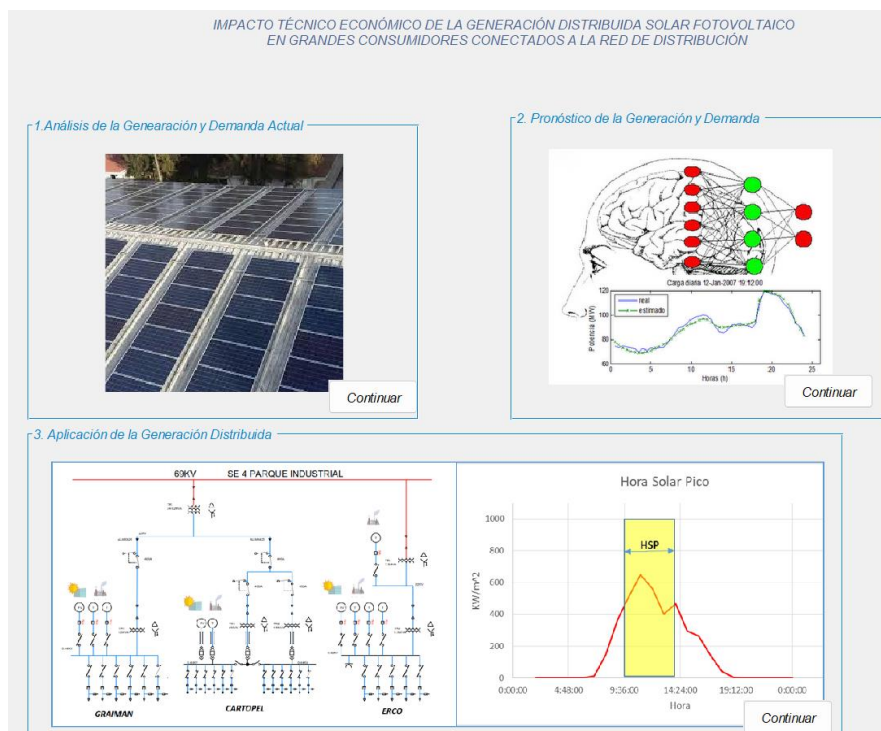


Figura 6-1. Programa desarrollado en MATLAB para el pronóstico de la demanda

6.1.1. Aplicación de Redes Neuronales en el Pronóstico de la Demanda de Energía Eléctrica

Esta investigación presenta el pronóstico de la demanda como mecanismo de validación y optimización de los datos analizados en el proceso, sobre la base de datos históricos tanto

de radiación solar como insumo para determinar la generación SFV requerida por el sistema, como de la energía que demanda el operador del sistema de distribución, información usada como patrones para identificar y clasificar los procesos específicos de la red neuronal. A continuación, en la Figura 6-2, se muestra el diagrama de flujo de funcionamiento del tratamiento de los datos con el programa Matlab y las RNA's.

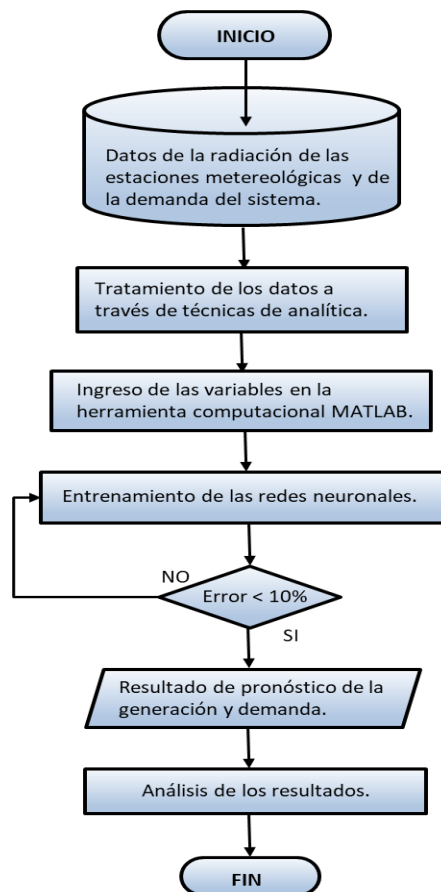


Figura 6-2. Diagrama de Flujo del proceso de validación de datos

6.1.2. Pronóstico de la Generación Empresas GRAIMAN y Continental General Tire.

Para determinar el pronóstico de generación y demanda de energía de la industria, se utiliza la radiación global para la ciudad de Cuenca, en la ubicación cercana al parque industrial en donde se centra el estudio. En cuanto a los datos de medición de energía son datos proporcionados por la empresa distribuidora local en la cual consta un registro de los dos últimos años, tanto para la empresa GRAIMAN como para Continental Tire Andina.

6.1.2.1. Datos de energía de GRAIMAN para Ingreso en Red Neuronal.

Los datos proporcionados están en periodos de quince minutos, se transforman a intervalos horarios con las variables “año, mes, día y hora”, en el Anexo A, se muestra los datos tabulados para la creación de la red para el pronóstico de la demanda de la Empresa GRAIMAN.

Se presenta la gráfica de bigotes por sus términos en inglés –boxplot- en la Figura 6-3, el cual muestra la tendencia del consumo de energía en la curva, así como su media mensual.

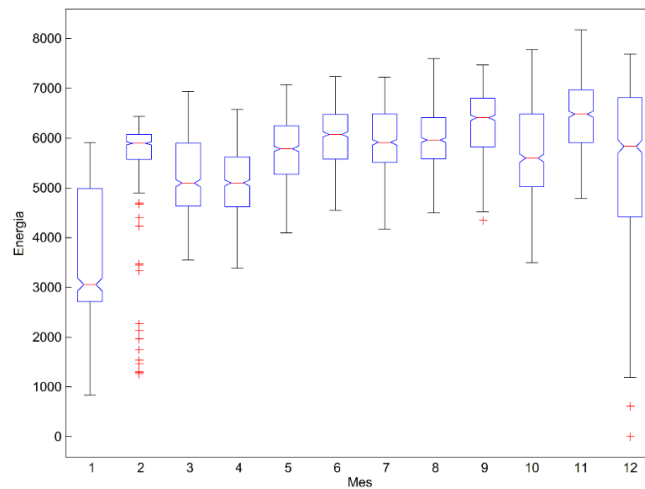


Figura 6-3. Boxplot de datos mensuales de la demanda de la empresa GRAIMAN.

6.1.2.2. Datos análisis de Continental Tire Andina para Análisis en la Red Neuronal.

Con las mismas variables del análisis inmediato anterior, en el Anexo B, se muestra el formato establecido para la creación de la red y el pronóstico de la demanda de la empresa Continental Tire Andina. En la Figura 6-4, se observa la estadística para interpretar los valores mensuales, permitiendo mostrar la dinámica de la curva de demanda de la industria.

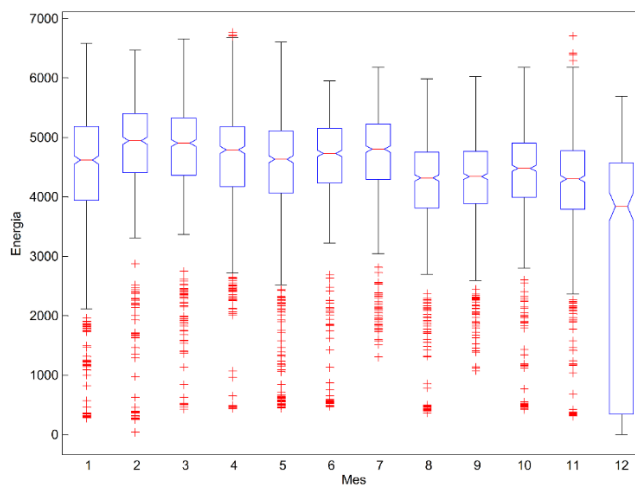


Figura 6-4. Boxplot de datos mensuales de la demanda de la empresa Continental Tire Andina

Lo más relevante de la curva está en el mes de diciembre, la energía baja drásticamente, debido a la suspensión de la producción para el mantenimiento.

6.1.3. Programación Redes Neuronales para Pronóstico en Matlab.

Extracción de Datos de Energía de la tabla de datos

Para la importación de datos de energía de la base de datos de excel se usa el comando “xlsread”. Este comando permite extraer la información tanto en formato texto como numérico que se encuentre dentro de un determinado archivo. El formato de uso del comando es el siguiente:

$$\text{Nombre}_{variable} = \text{xlsread}(\text{'nombre'}_{\text{Archivo}}, \text{'nombre'}_{\text{hoja}}, \text{'rango'})$$

Creación y Utilización Redes Neuronales

Para crear una red neuronal el comando *newff* de Matlab, en el cual el formato a tener presente requiere de las siguientes características:

$$\text{net} = \text{newff}(P, T, S)$$

Donde:

P: es una matriz RxQ1 Q1 elementos representativos y R vector elementos de entrada.

T: es una matriz SNxQ2. Q2 elementos representativos y SN vector elementos objetivos.

S: Tamaño de capas ocultas.

Una vez determinada la red se puede simular y así calcular las salidas, pero estos valores no tendrán un valor con un mínimo de error admisible, es por esto que se debe realizar un entrenamiento previo, esto es posible en Matlab mediante el comando *train* en el cual su estructura se establece mediante:

$$\text{RedEntrenada} = \text{train}(\text{net}, X, T)$$

En donde:

net: representa la red que previamente fue creada.

X: Representa la matriz de los datos de entrada que se obtuvo de los archivos información.

T: Representa la matriz de validación u objetivo que se toma de parte de los datos de información.

Por último, al realizar el entrenamiento previo se simula una salida a través de nuevos pesos que otorgó el entrenamiento, por lo que los resultados pueden ser observados mediante el comando:

$$\text{RNPredecida} = \text{sim}(\text{net}, T)$$

Donde

net: representa la red que previamente fue creada.

T: Representa la matriz de validación u objetivo que se toma de parte de los datos de información.

```

creacion de nuestra red neuronal)
net.performFcn = 'mae';
net = train(net, in, Load);
NNpredicted = sim(net, vin); %Esta línea de comando nos da los datos de la
prediccion

```

Figura 6-5. Código de programación creación y utilización de Red Neuronal

6.1.4. Resultados del Pronóstico de Generación y Demanda de Energía de las industrias GRAIMAN y ERCO.

Se realiza el proceso de entrenamiento, en el cual la red establece los patrones de aproximación para la predicción que toman las curvas tanto para la radiación como para la demanda.

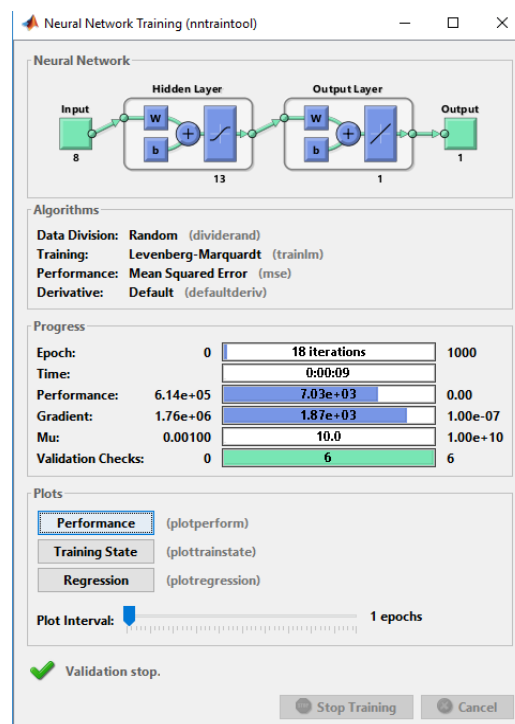


Figura 6-6. Interfaz entrenamiento de la Red Neuronal para los datos de Radiación

El proceso de simulación para el entrenamiento de la red se presenta en la interfaz de la red neuronal en Matlab. En la Figura 6-6, se muestra la configuración de la red con 8 entradas cuyas variables son “año, mes, día y hora”, se ha configurado para el entrenamiento siempre que el error sea menor al 10%.

6.1.4.1. Resultados aplicación Redes Neuronales

Para la variación del resultado del modelo, se modificó el número de capas ocultas y los resultados establecidos se definieron al obtener un error medio porcentual menor al 10%, se obtienen los siguientes datos de pronóstico:

a) Pronóstico de la demanda de la Industria de la cerámica (GRAIMAN)

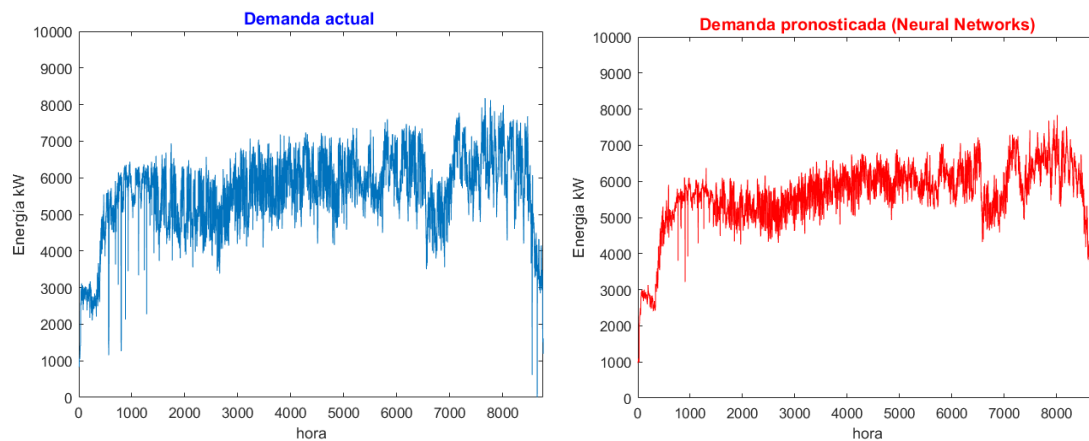


Figura 6-7. Demanda Actual / Pronóstico de la Demanda empresa GRAIMAN

En la Figura 6-7, se aprecia el resultado al haber aplicado el modelo de RNA de 8 entradas, 13 capas ocultas con el fin de obtener la demanda a la salida de la red. El resultado presenta el comportamiento similar a la curva actual de demanda de la industria GRAIMAN, destacando la suspensión de la producción en los últimos días del año y en los primeros 15 días de lo que va del año siguiente, además de la continuidad de aproximadamente 6 MWh de consumo de energía.

b) Pronóstico de la demanda de Continental Tire Andina.

Bajo el mismo esquema en la Figura 6-8, se aprecia el resultado del modelo de RNA de 8 entradas, 6 capas ocultas para obtener la demanda. El resultado presenta la reducción de los datos atípicos anticipado en la minería de datos, además de un comportamiento similar a la curva actual, la continuidad de aproximadamente 5 MWh de energía y los cambios de consumo debido a la tarifa diferenciada, mostrando una reducción de consumo en un cierto periodo del día.

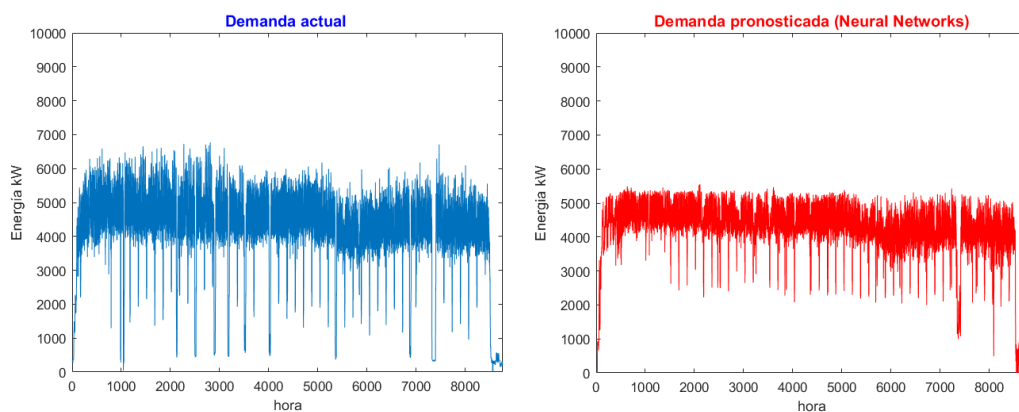


Figura 6-8. Demanda Actual / Pronóstico de la Demanda empresa Continental Tire Andina

6.1.5. Pronóstico de la Radiación en la Ciudad Cuenca

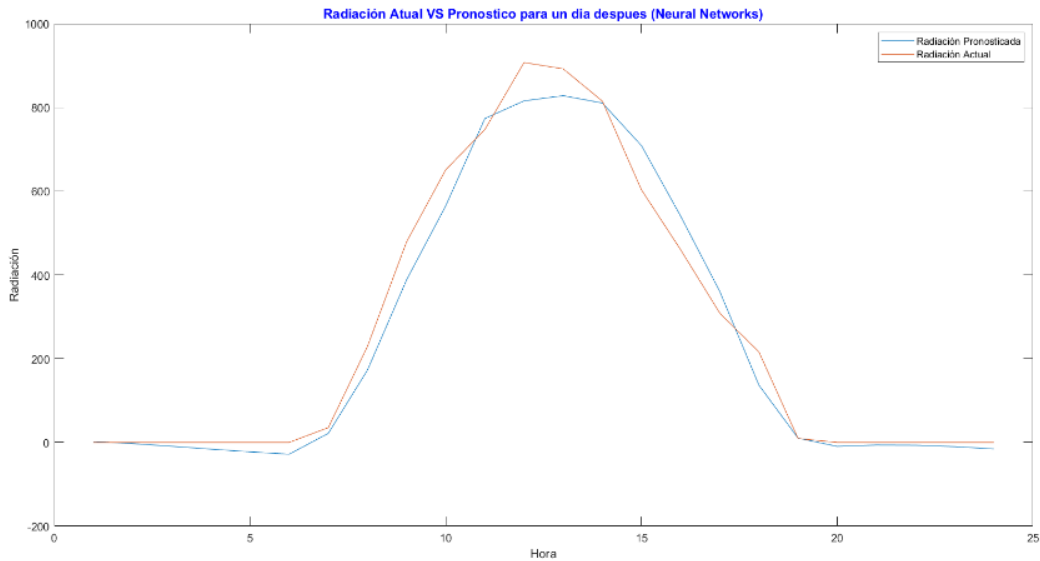


Figura 6-9. Comparación de un día después de Pronóstico de Radiación

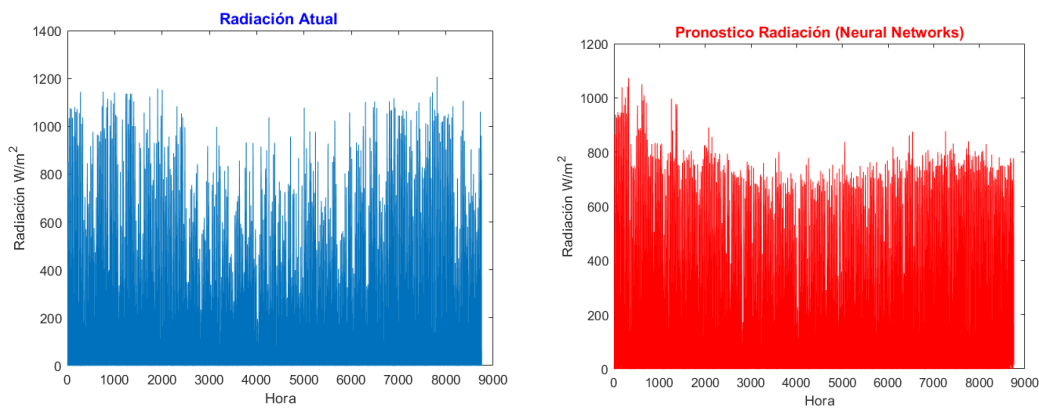


Figura 6-10. Radiación Actual / Pronóstico de Radiación

En cuanto al pronóstico de radiación en la Figura 6-10, el resultado de la aplicación del modelo de red neuronal de 8 entradas, 13 capas ocultas, para determinar la capacidad de generación que pueden producir cada industria, se destaca la continuidad de aproximadamente 800 W/m² de energía y los cambios de la cantidad de radiación, debido al cambio de estaciones durante el año.

6.2. Pronóstico de la compra de energía

Como se indicó en el Capítulo 1, los objetivos de los agregadores son:

- Enviar señales de control específico a los prosumidores conectados, obligándoles a reprogramar su perfil de consumo o producción.
- Agregar las flexibilidades de consumo y producción de los prosumidores y ofrecer los

servicios a los participantes interesados, a través de los mercados.

Para cumplir con estos requisitos es necesario conocer las magnitudes de la demanda, se aplica técnicas de analítica de datos, con la intención de entrenar modelos que sean capaces de pronosticar la compra de energía.

6.2.1. Obtención de la información y construcción de la matriz característica de variables.

La proyección de costos de compra de energía es una actividad que realizan las Empresas de Distribución y Comercialización de energía (ED's) con el propósito de obtener información que permita presupuestar los gastos mensuales y anuales para satisfacer los requerimientos de potencia y energía de sus consumidores.

Las ED's disponen de una gran cantidad de datos que provienen de las mediciones realizadas en los puntos frontera o puntos de entrega de la energía por parte del Operador del Sistema de Transmisión (TSO).

Los sistemas eléctricos de potencia por su naturaleza son dinámicos, las magnitudes eléctricas pueden cambiar su comportamiento en intervalos de tiempo muy reducidos, sin embargo, los sistemas de distribución, no alteran su topología o configuración física de manera instantánea, estos cambios obedecen a nuevas configuraciones planificadas y coordinadas por el Operador del Sistema de Distribución (DSO), por lo tanto, los contadores de energía ubicados en los puntos frontera registran los cambios en el sistema y son la base de información de esta investigación.

De acuerdo al tipo de mercado verticalmente integrado en el caso de Ecuador, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) registra y evalúa las mediciones, posteriormente realiza las correspondientes liquidaciones económicas, de esta manera se obtienen algunas variables técnicas con las que iniciará el estudio para determinar el costo de la compra de energía y su pronóstico.

Así, se recolectan bases de datos que disponen de información cuyas variables son, climatológicas estacionales, precios de la energía según el tipo de generación, contribución porcentual de participación según el tipo de generación, valoración horaria de los contratos de agentes del sistema de distribución, costos de la compra de energía eléctrica en la ED, que serán el punto de partida de esta investigación.

Con estas variables se construye una matriz característica que al aplicar análisis multivariante, estadística descriptiva, modelos matemáticos para linealización de datos, técnicas de limpieza de datos y reducción de variables a través del análisis de componentes

principales, se obtiene una matriz base definitiva con las variables de mayor correlación, a partir de la cual se aplicarán las diferentes técnicas de analíticas de datos para pronosticar la compra de energía eléctrica en una ED. El proceso de analítica de datos a implementar con la información de la ED se observa en la Figura 6-11.

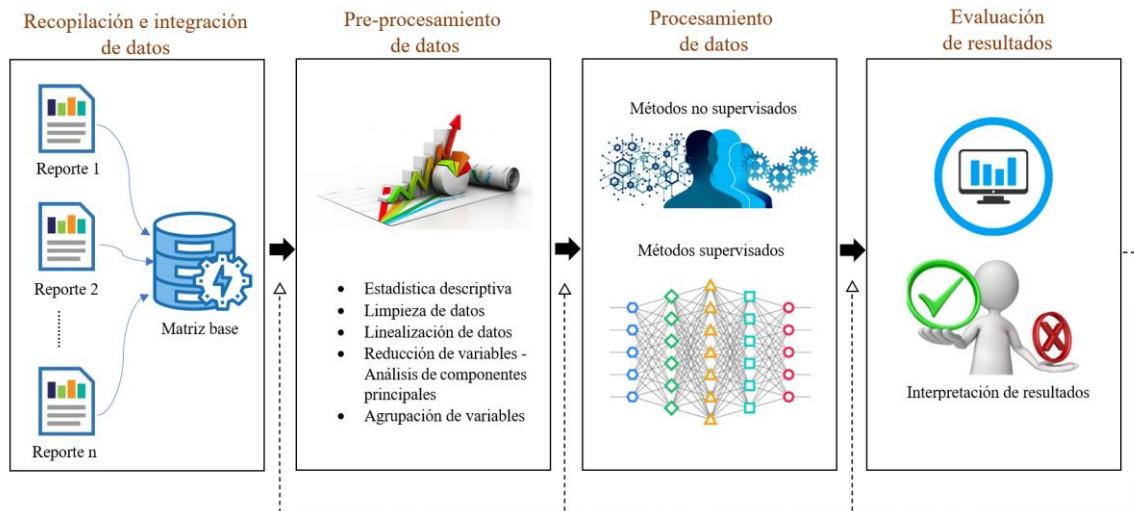


Figura 6-11. Analítica de datos a implementar

Construcción de la matriz característica

La matriz característica es un conjunto de n elementos compuestos por p variables numéricas, cada una de estas p variables se denomina variable escalar o univariante y el conjunto de p variables forma un vector o variable multivariante. Los valores de las p variables escalares en cada uno de los n elementos se pueden representar en una matriz "X", de dimensiones $(n \times p)$, llamada matriz de datos. El elemento genérico de la matriz se denota por x_{ij} , que representa el valor de la variable escalar j sobre el individuo i .

Es decir, datos x_{ij} donde [5]:

$i = 1, \dots, n$ representa el individuo;

$j = 1, \dots, p$ representa la variable

La matriz característica, se representa de la siguiente manera:

Por filas, como [1]:

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1p} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{n1} & \dots & \dots & x_{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x'_1 \\ \vdots \\ x'_n \end{bmatrix}$$

Donde, cada variable x'_i es un vector fila, $1 \times p$, que representa los valores de las p variables sobre el individuo i .

Por columnas, como [5]:

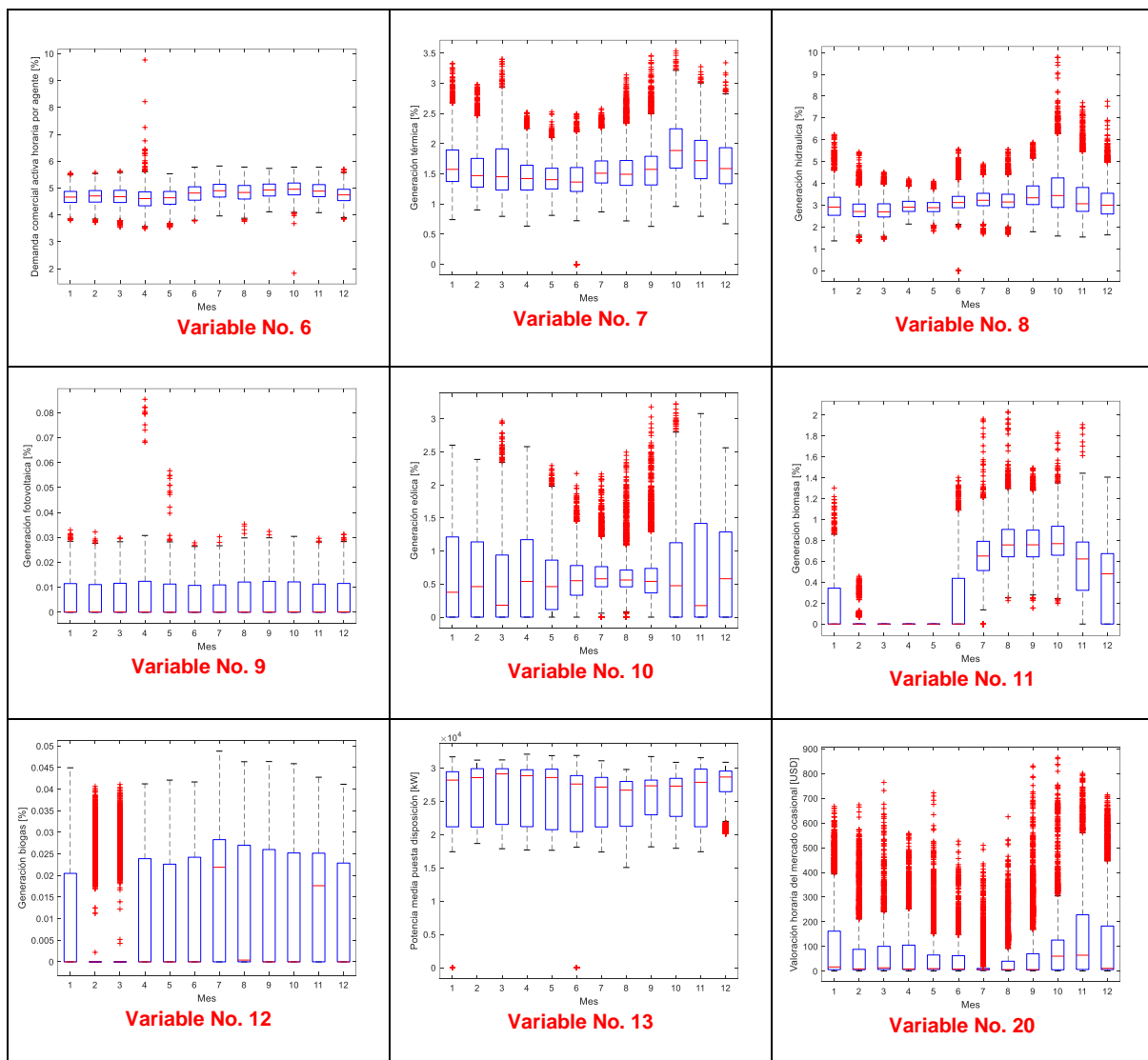
$$X = [x_{(1)} \quad \dots \quad x_{(p)}]$$

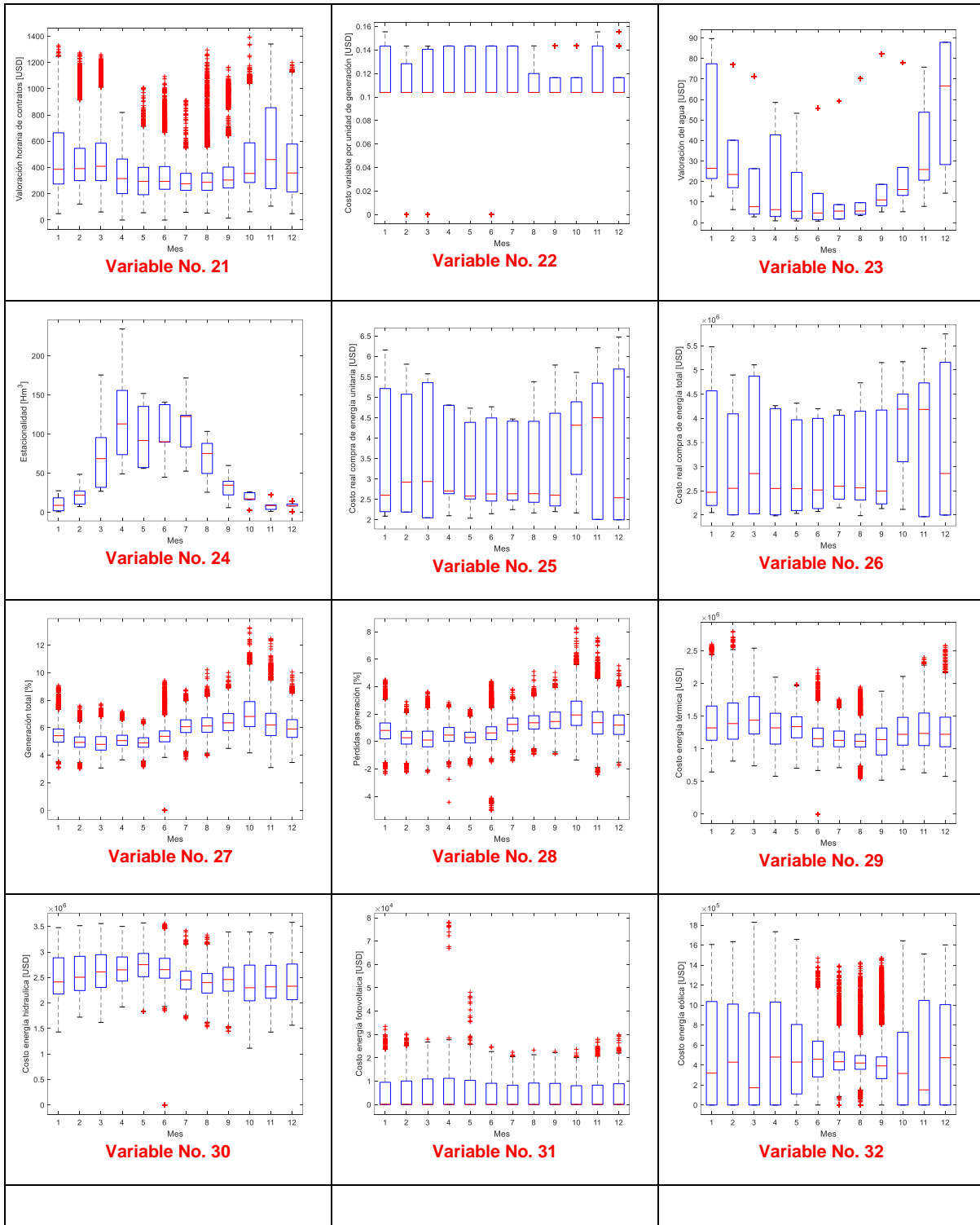
donde ahora cada variable $x_{(j)}$ es un vector columna, $n \times 1$, que representa la variable escalar x_j medida en los n elementos de la población [5].

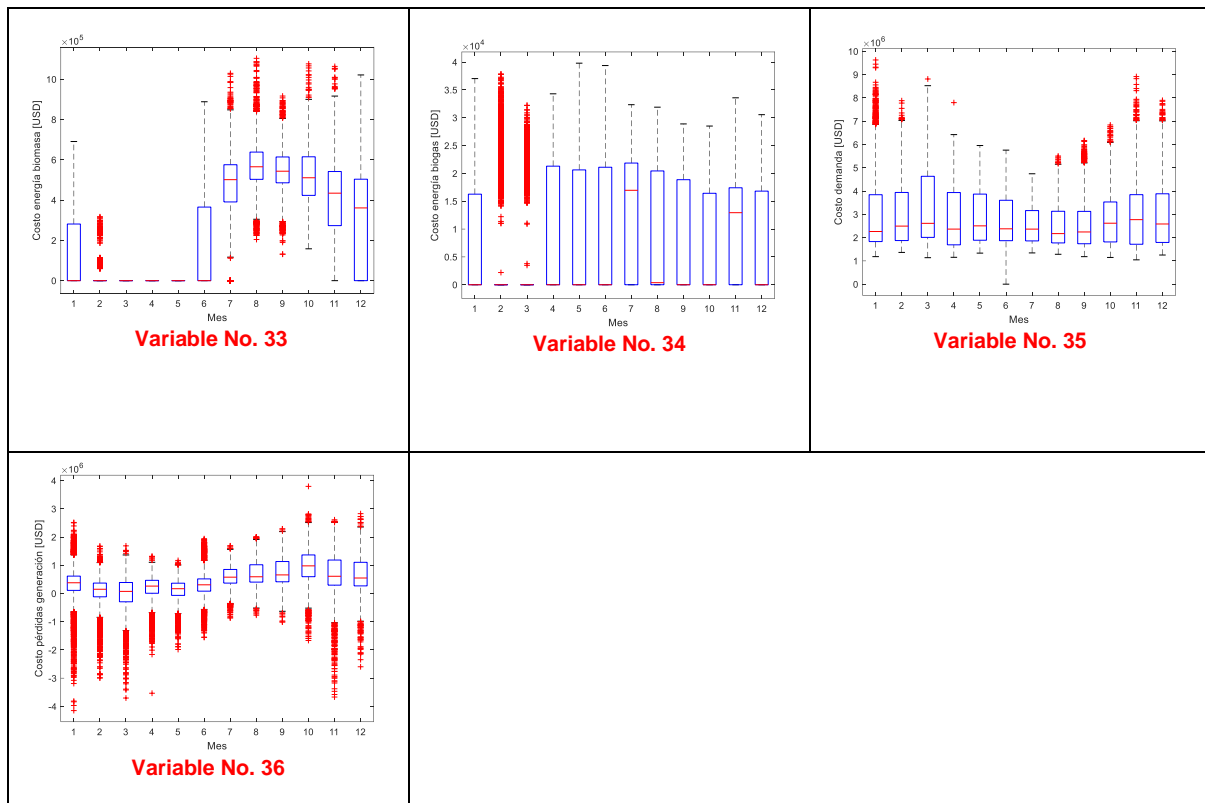
Análisis y Limpieza de datos

En este proceso, es importante que la información de las variables sea limpia, es decir, que no existan valores anómalos, ya que de esta información dependerá la toma de decisiones de los resultados. Se utiliza la herramienta computacional MATLAB® a través de la función de cajas o boxplot, se representa medidas como: mediana, primer cuartil, tercer cuartil, valor máximo y valor mínimo (ver Tabla 6-1), para evaluar si se encuentran valores atípicos en la muestra.

Tabla 6-1. Diagramas de cajas de las variables.







Los valores atípicos tienen propiedades diferentes con respecto a la generalidad, ya que, por la naturaleza de sus valores y su comportamiento, no son datos que mantengan un comportamiento similar al de la mayoría. Estos datos crean conflictos durante el proceso de análisis, lo que resulta en información poco confiable e inconsistente.

Con los resultados obtenidos (diagramas de caja) se realiza un tratamiento identificando el comportamiento de los valores con respecto a la muestra, donde la estadística descriptiva realizada previamente ayuda a determinar valores atípicos. Así, al analizar las variables No. 7 a la No. 12 y las variables No. 29 a la No. 34, es donde los valores están más alejados de la muestra ya que representan la generación eléctrica (%) y costos de producción (USD) por tipo de unidad respectivamente, por otro lado, el resto de las variables presentan valores poco distantes que son más fáciles de analizar.

Cabe mencionar que los datos de cada variable, independientemente de lo lejos que estén de la muestra, no significa que sean atípicos, ya que fueron valores que se registraron en las bases de datos recolectadas, por lo que haciendo uso del “juicio del experto” son aceptados en el análisis.

6.2.2. Reducción de variables – Análisis de componentes principales

El análisis de componentes principales se evalúa de la siguiente manera: dadas n observaciones de p variables, se examina adecuadamente para representar esta información

con un menor número de variables que las combinaciones lineales originales. Es decir, con variables altamente dependientes es más seguro que una cantidad pequeña de variables expliquen la mayor parte de la información que las variables originales [54].

Para el análisis de componentes principales se utilizan las variables descritas anteriormente.

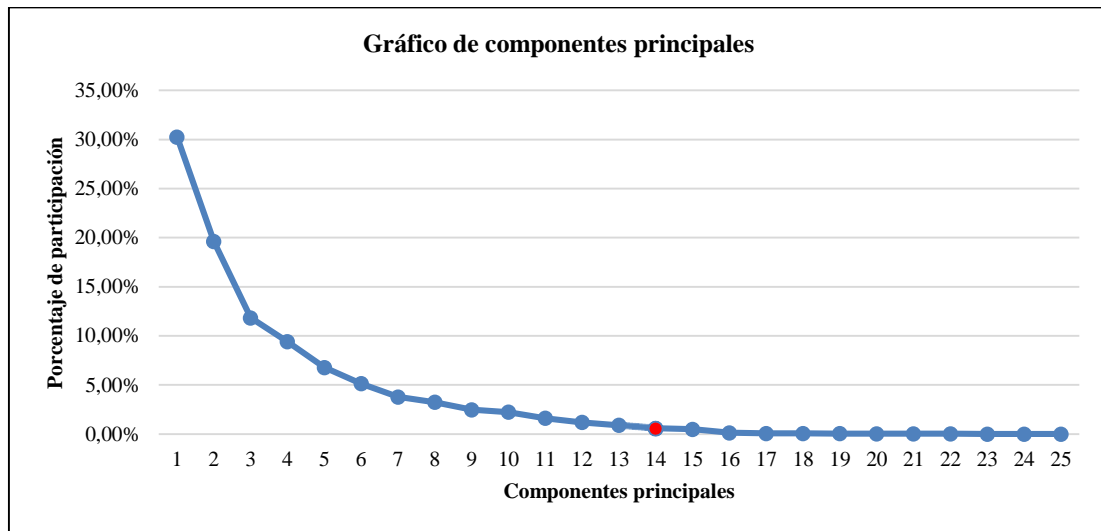


Figura 6-12. Componentes principales

De las variables mencionadas anteriormente se obtienen los valores porcentuales de participación de los componentes principales, con un total de 25 como se observa en la Figura 6-12, donde para nuestro análisis se considera trabajar con 14 componentes, ya que en este punto se empieza a apreciar el cambio de dirección de la curva.

Tabla 6-2. Representación porcentual de los componentes principales

No.	Valores propios	Porcentaje propio	Porcentaje componente
1	7,56	30,25%	30,25%
2	4,90	19,61%	49,86%
3	2,96	11,83%	61,68%
4	2,35	9,41%	71,09%
5	1,70	6,78%	77,88%
6	1,28	5,13%	83,01%
7	0,95	3,79%	86,80%
8	0,81	3,25%	90,05%
9	0,62	2,48%	92,52%
10	0,56	2,24%	94,76%
11	0,40	1,62%	96,38%
12	0,30	1,20%	97,58%

13	0,23	0,90%	98,48%
14	0,15	0,59%	99,07%

La Tabla 6-2 contiene el valor porcentual representativo de cada componente principal, donde las 14 componentes representan el 99,07% del peso de información consolidada, por lo que, se obtiene la matriz de factores que simplificará algunas de las variables de la matriz característica.

6.2.3. Obtención de la matriz base definitiva

Finalmente, en esta fase se obtienen las variables con mayor correlación, que serán las que estén presentes en la *matriz base definitiva* y las que se utilizarán para el desarrollo de los algoritmos con las diferentes técnicas de analítica de datos, las variables son las siguientes:

- Demanda comercial activa horaria por agente (%)
- Estacionalidad (Hm³)
- Costo variable por unidad de generación (USD)
- Costo real compra de energía total (USD)
- Costo real compra de energía unitario (USD)
- Generación Térmica (%)
- Generación Hidráulica (%)
- Generación Fotovoltaica (%)
- Generación Eólica (%)
- Generación Biomasa (%)
- Generación Biogás (%)
- Generación Térmica (USD)
- Generación Hidráulica (USD)
- Generación Fotovoltaica (USD)
- Generación Eólica (USD)
- Generación Biomasa (USD)
- Generación Biogás (USD)
- Demanda consumida (USD)

6.2.4. Métodos de analítica de datos

Para aplicar las respectivas técnicas de analítica de datos tanto para el aprendizaje supervisado como no supervisado, se requieren una o más etiquetas en la salida para predecir el comportamiento de la variable, con este antecedente de las variables analizadas,

la variable No. 37 denominada *estación climática* es crucial para desarrollar los algoritmos ya que permitirá clasificar las respectivas estaciones climáticas que tiene un año.

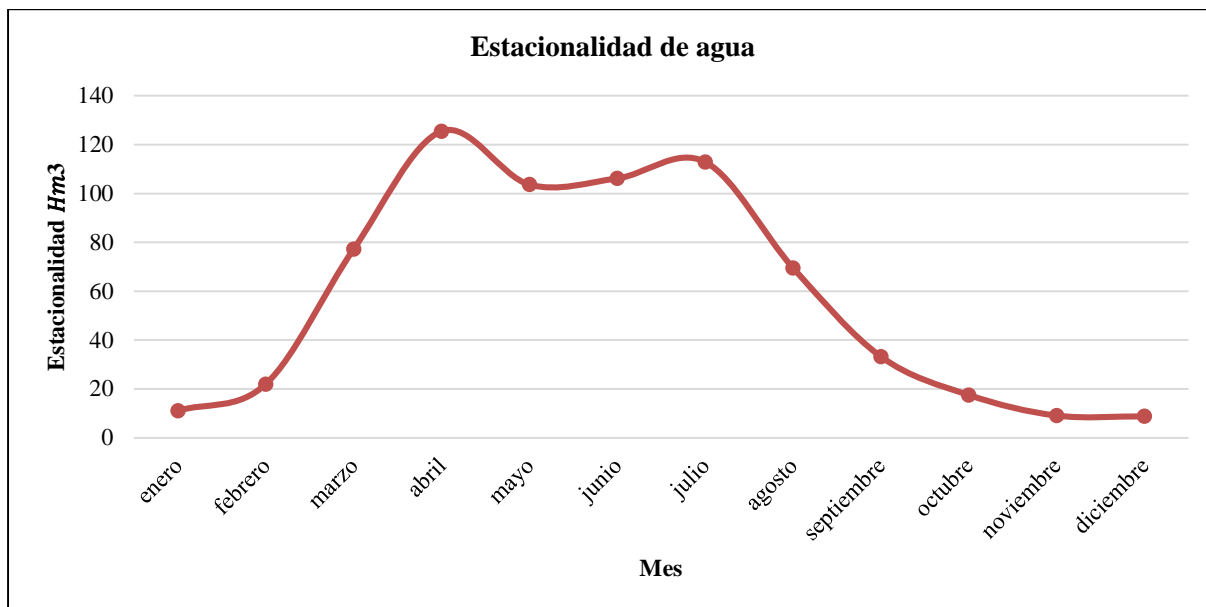


Figura 6-13. Estacionalidad del agua por mes

En la Figura 6-13 se observa el promedio mensual de la cantidad de lluvia de todos los años, correspondiente a la variable No. 24 denominada *estacionalidad*, donde esta información permite analizar el mes con mayor o menor cantidad de agua en el año, lo que servirá para realizar una evaluación económica en cada época climática considerada.

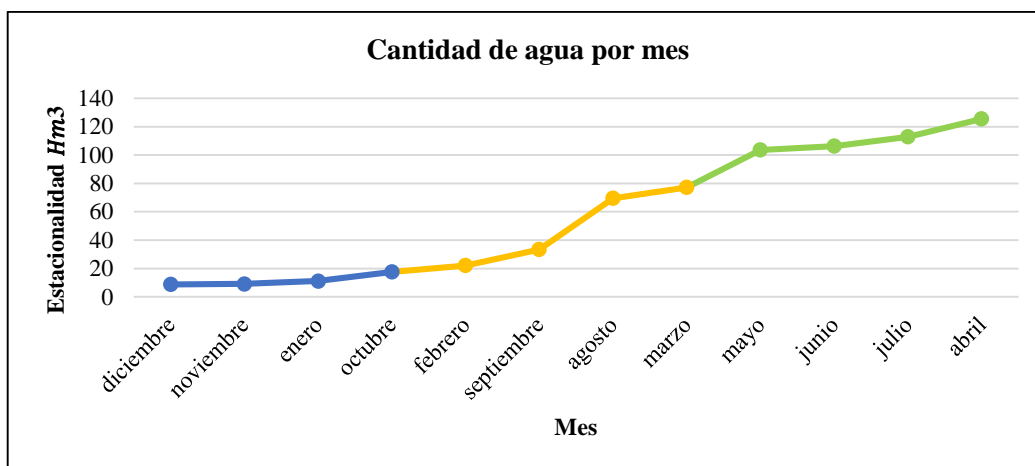


Figura 6-14. Cantidad de abastecimiento líquido (agua) por mes

Con la misma variable *estacionalidad* lo que se hizo fue ordenar la información, desde el mes con menor estacionalidad hasta el mes con mayor estacionalidad, lo que permite clasificar en tres estaciones climáticas, las cuales son:

- Estación seca: octubre, noviembre, diciembre y enero.

- Estación semi-lluviosa: febrero, marzo, agosto y septiembre.
- Estación de lluvias: abril, mayo, junio y julio

Tabla 6-3. Clasificación y codificación de estación climática

Clasificación			
<i>Estación climática</i>	<i>Cantidad de agua</i>	<i>Unidad</i>	<i>Codificación</i>
Lluviosa	> 77,23	Hm ³	"0"
Semi-lluviosa	> 17,54 y < 77,23	Hm ³	"1"
Seca	< 17,54	Hm ³	"2"

Obtenidas las respectivas estaciones climáticas, se puede observar que cada estación tiene periodos de cuatro meses respectivamente, donde una vez realizado este procedimiento, esta variable se codifica como se muestra en la Tabla 6-3 para sus respectivas técnicas de agrupación.

6.2.5. Métodos supervisados

Los métodos supervisados generalmente toman conjuntos de datos conocidos tanto de entrada como respuestas a los datos de salida y entrenan un modelo para generar predicciones razonables para la respuesta a nuevos datos. El aprendizaje supervisado utiliza técnicas de clasificación y regresión para desarrollar modelos predictivos.

i) Máquina de Soporte Vectorial (Support Vector Machine - SVM)

El propósito de la técnica SVM es generar un hiperplano que permita separar una clase de otra, maximizando la distancia entre los puntos de diferentes clases y una función de separación. Una SVM no lineal usa varias funciones del kernel para estimar el margen, que es la distancia desde el punto más cercano en una clase a la función de espaciado.



Figura 6-15. Reporte clasificación con SVM

Dado que este tipo de método utiliza etiquetas a la salida, en consecuencia, con la respectiva clasificación de la variable *estación climática*, existen tres etiquetas (Lluvioso, semi-lluvioso y seco) donde se analizará qué técnica tiene la mejor precisión para predecir el costo de la electricidad.

Teniendo en cuenta el contexto antes mencionado, con la técnica SVM se obtiene la matriz de confusión (ver Figura 6-15), que es una herramienta para valorar el modelo de clasificación basado en aprendizaje automático, que permite evaluar el desempeño del aprendizaje además de obtener la tasa de verdaderos positivos y falsos positivos, que será de utilidad en el momento de evaluar sus métricas.

ii) Árbol de decisión

Este tipo de método se considera uno de los algoritmos de inteligencia artificial (IA) más capaces en los métodos de aprendizaje automático supervisados. El árbol de decisión mapea relaciones no lineales mejor que los modelos lineales y se utilizan para realizar problemas de clasificación y regresión. Además, la construcción de este método se realiza examinando el conjunto de muestras de entrenamiento para las que ya se conocen las etiquetas de clase, y si es posible entrenar con datos de alta calidad, puede proporcionar predicciones muy precisas.



Figura 6-16. Reporte clasificación con árbol de decisión

Se obtiene la matriz de confusión (Figura 6-16) mediante la técnica del árbol de decisión, de la misma manera nos permite evaluar el desempeño del aprendizaje además de obtener la tasa de verdaderos positivos y falsos positivos, la cual será de utilidad a la hora de evaluar sus métricas.

iii) K-vecino más cercano (Kth Nearest Neighbor K-NN)

K-ésimo vecino más cercano (K-NN) es uno de los algoritmos de aprendizaje automático supervisados más simples que se utilizan tanto para la clasificación como para la regresión. Por lo tanto, clasifica los nuevos datos y los compara con los datos ya presentes utilizando la medida de similitud.

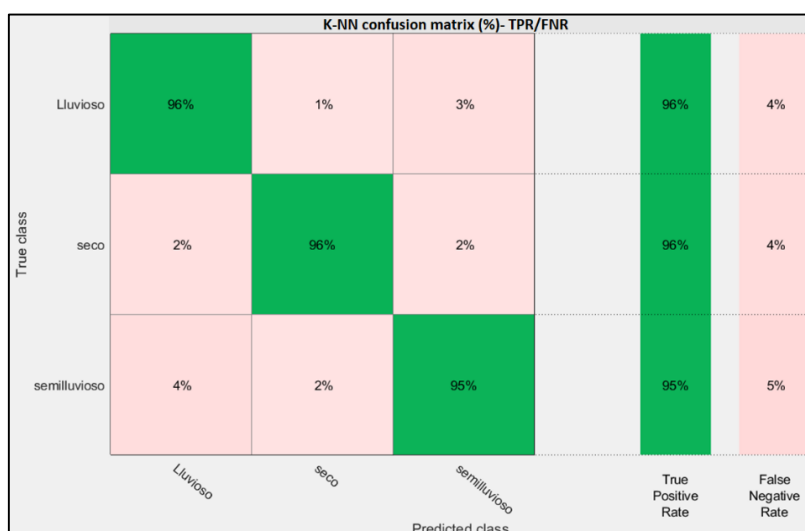


Figura 6-17. Reporte clasificación con K-NN

De igual forma, se obtiene la matriz de confusión mediante la técnica K-NN (Figura 6-17), también nos permite evaluar el desempeño del aprendizaje además de obtener la tasa de verdaderos positivos y falsos positivos, la cual será útil a la hora de evaluar sus métricas.

iv) Redes Neuronales Artificiales (Artificial Neural Networks – ANN)

Las ANN son algoritmos de aprendizaje automático constituido por varias capas, tiene un conjunto interrelacionado de neuronas artificiales que se utilizan para abordar la predicción y problemas complejos. Las redes neuronales artificiales imitan la capacidad del cerebro humano al copiar facetas definidas del procesamiento del conocimiento en el cerebro de manera eficiente, es decir, tienen conjuntos interrelacionados de neuronas artificiales que simulan adaptativamente el sistema biológico del cerebro y varían su estructura a lo largo de la etapa de aprendizaje.

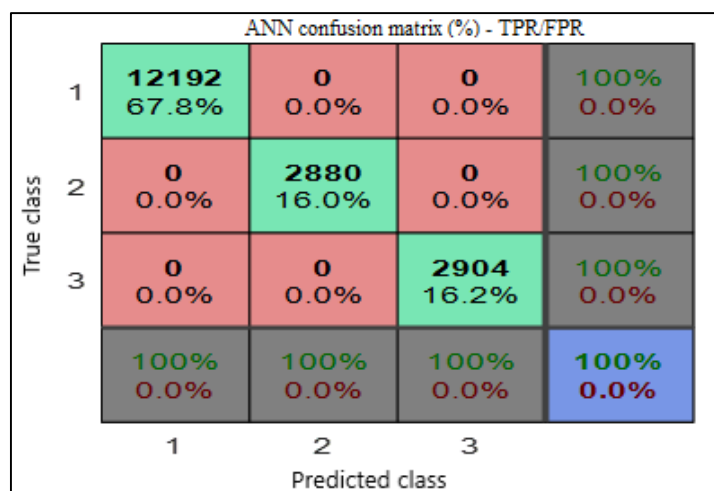


Figura 6-18. Reporte clasificación con ANN

Esta técnica codifica sus clases, ya que el algoritmo no detecta nombres propios, por lo que con la codificación que se realizó en la clasificación de la variable estación climática se obtiene la matriz de confusión mediante la técnica ANN, además permite evaluar el rendimiento del aprendizaje, así como obtener la tasa de verdaderos positivos y falsos positivos, lo que será útil a la hora de evaluar sus métricas, esto se representa mediante la matriz de confusión en la Figura 6-18.

6.2.6. Evaluación de técnicas de analítica de datos mediante métricas

En las técnicas de analítica de datos, las métricas se utilizan como una forma de evaluar el desempeño de las metodologías utilizadas de manera que sean útiles al momento de pronosticar la compra de electricidad en los mercados eléctricos.

Los principales parámetros que utiliza una métrica para calificar la técnica son:

- Verdaderos positivos (TP): cuando la clase de datos original es verdadera y la predicha es verdadera.
- Verdaderos negativos (TN): cuando la clase de datos original es falsa y la predicha también es falsa.
- Falsos positivos (FP): cuando la clase de datos original es falsa y la predicha es verdadera.
- Falsos negativos (FN): cuando la clase de datos original es verdadera y el valor predicho es falso.

Las métricas más utilizadas son: precisión o confianza, razón de falsos positivos (FPR), razón de verdaderos positivos (TPR) y tasa de detección o exactitud.

Precisión o confianza: indica el nivel de confianza que tiene una técnica para clasificar los datos, es decir, un valor de alta precisión indica que pertenecen a verdaderos positivos.

$$\text{Precisión} = \frac{TP}{TP + FP}$$

Razón de falsos positivos: indica la relación entre predicciones falsas y negativos totales de una muestra, por lo que, en esta métrica generalmente se busca que tenga valores bajos para evitar intervenciones innecesarias.

$$FPR = \frac{FP}{TN + FP}$$

Razón de verdaderos positivos: indica que, si la técnica de clasificación funciona correctamente con los valores, se considera eficiente para determinar la precisión de una técnica.

$$TPR = \frac{TP}{TP + FN}$$

Tasa de exactitud indica si la técnica clasifica correctamente las muestras positivas y negativas, sin embargo, cuando hay más valores positivos que negativos en la muestra o viceversa, esta métrica no es suficiente para medir la eficiencia de clasificación.

$$\text{Exactitud} = \frac{TP + TN}{TP + TN + FP + FN}$$

6.2.7. Evaluación de técnicas no supervisadas

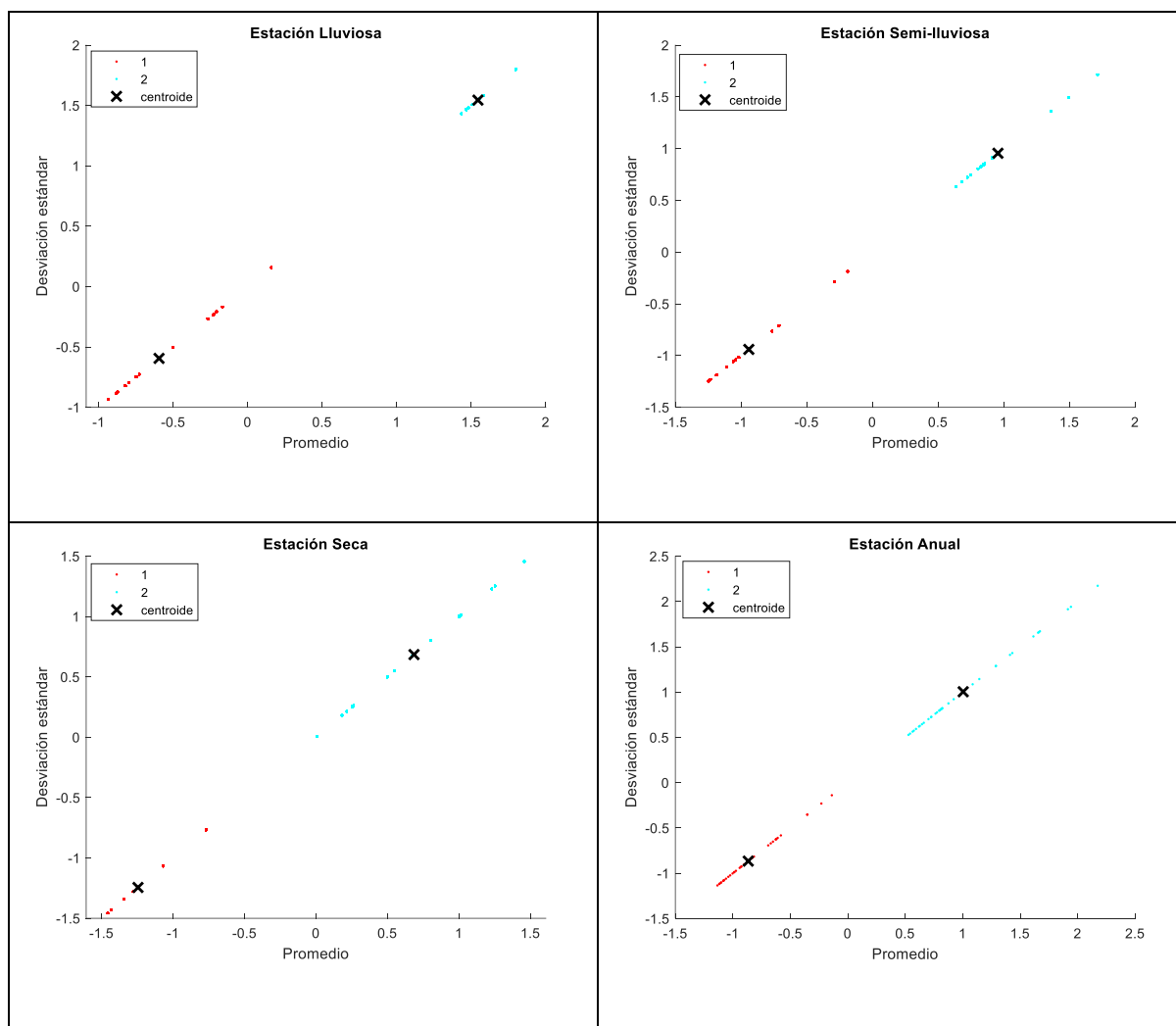
En este tipo de método, los datos utilizados para la clasificación no están etiquetados, lo que lleva al uso de algoritmos de agrupamiento que recuperan nuevos modelos de clasificación a partir de una muestra de observaciones.

- **Algoritmo de agrupación K-Means**

K-Means es un algoritmo de agrupaciones que determina las distancias métricas entre los centros de grupo formados por los valores de cada variable donde para ser consideradas como parte de un grupo los valores tienen que ser similares, además, una manera de considerar cuantos grupos se puede formar es analizando cómo se agrupan los valores en una muestra ejecutada.

Para nuestro análisis se considera trabajar con las variables No. 25 y 26 dado que estas representan los costos de la energía eléctrica los cuales se pretenden agrupar y evaluar sus métricas.

Tabla 6-4. Resultado de agrupamiento K-Means (K=2)



En la Tabla 6-4, se presentan a modo de ejemplo las gráficas resultantes de la agrupación con $K=2$, que utiliza estadísticos descriptivos como promedio y desviación estándar, donde se divide la muestra en dos grupos considerando valores similares y estableciendo el

centroide de cada grupo para su respectiva evaluación. Además, dado que la técnica de K-Means se basa en similitudes para que se normalicen los valores a agrupar.

En la siguiente tabla se puede observar la evaluación de las métricas con diferentes agrupaciones, K= 2, 3, 4, 5, 6 y 7.

Tabla 6-5. Evaluación de métricas K-Means

Grupos K-Means	Métricas K-Means			
	Anual	Seco	Semi-lluvioso	Lluvioso
2	73,5%	20,2%	21,5%	20,9%
3	34,5%	6,4%	13,6%	7,8%
4	18,5%	3,9%	7,5%	2,1%
5	4,2%	4,8%	11,1%	1,7%
6	9,1%	1,4%	1,8%	1,3%
7	11,7%	1,6%	1,0%	0,4%

La Tabla 6-5 se resumen los resultados de la clasificación K-Means, donde la métrica observada es la métrica porcentual de evaluación de la distancia euclidiana con cada grupo. No obstante, en este tipo de observaciones con agrupaciones, no existe un método para determinar el número correcto de grupos, por tanto, los mejores resultados de clasificación se obtuvieron con los grupos 2, 3 y 4, ya que es aquí donde se agrupa más información.

Sin embargo, aunque en este tipo de algoritmo no es posible identificar valores de costos reales para comprar energía eléctrica en una ED, se evalúa la estación climática, ya que tiene una relación dependiente con el costo de la energía donde se puede categorizar por sus épocas. Además, con base en estos valores, nos permite observar cómo se consideran los grupos según su época, lo cual puede ser útil para planificar cuando habrá poca o mucha estacionalidad líquida.

6.2.8. Evaluación de técnicas supervisadas

Para este tipo de evaluación, las técnicas de *Machine Learning* utilizan diferentes aplicaciones de clasificación, por lo que, para desarrollar este método supervisado, la herramienta computacional de MATLAB® cuenta con la aplicación para aprendizaje de clasificación (*Classification Learner App*). Para utilizar esta aplicación, se importa el conjunto de datos que contiene las variables características como sus etiquetas, donde las etiquetas corresponden a la variable de la estación climática (lluviosa, semi-lluviosa y seca).

Los resultados obtenidos utilizando cada una de las técnicas mencionadas se muestran a continuación, donde se ha utilizado el mismo conjunto de datos para todos los casos.

Además, se han realizado 5 evaluaciones con cada técnica para así obtener un porcentaje promedio donde se determina qué método tiene una mejor precisión de evaluación.

Tabla 6-6. Precisión de las distintas técnicas supervisadas

Evaluación No.	PRECISIÓN				
	Árbol de decisión	Máquina de soporte vectorial (SVM)	K-Vecino más cercano (K-NN)		Redes Neuronales Artificiales (ANN)
1	99,50%	99,50%	95,60%	K=5	99,99%
2	99,40%	98,50%	94,30%	K=10	99,98%
3	98,70%	98,60%	93,40%	K=15	100%
4	99, 2%	98,70%	92,70%	K=20	99,99%
5	99,40%	98,70%	92,30%	K=25	100%
Media	99,25%	98,80%	92,80%		100,00%

En la Tabla 6-6, se presentan los resultados de las evaluaciones con las diferentes técnicas supervisadas, donde se puede notar que la mayoría de los métodos desarrollados presentan evaluaciones precisas, sin embargo, de los cuatro métodos, el clasificador con mejor desempeño es la Red Neuronal Artificial (ANN), que por la precisión obtenida con este método (ANN) será de utilidad a la hora de realizar pronósticos de compra de energía.

Tabla 6-7. Evaluación con métricas de las distintas técnicas supervisadas

Clases (Etiquetas)	MÉTRICAS							
	Árbol de decisión		Máquina de soporte vectorial (SVM)		K-Vecino más cercano (K-NN)		Redes neuronales artificiales (ANN)	
	TPR	FNR	TPR	FNR	TPR	FNR	TPR	FNR
Lluvioso	99%	1%	99%	1%	96%	4%	100%	0%
Seco	> 99%	<1%	> 99%	<1%	96%	4%	100%	0%
Semi-lluvioso	> 99%	<1%	98%	2%	95%	5%	100%	0%

Además, cabe mencionar que, al contar con una base de datos con suficiente información, los parámetros de las métricas obtenidos en la Tabla 6-7 fueron bastante aceptables, ya que como se puede apreciar la tasa de verdaderos positivos (TPR) en los 4 métodos indica que contienen valores por encima del 90% frente a la tasa de falsos negativos (FNR). Sin

embargo, al igual que en el parámetro de precisión antes mencionado, la Red Neuronal Artificial (ANN) presenta mejores resultados en las métricas TPR y FNR.

Los reportes automáticos (matriz de confusión) de los mejores resultados obtenidos de cada método: Árbol de Decisión, (SVM), (K-NN) y (ANN), fueron presentados anteriormente.

6.2.9. Entrenamiento de la Red Neuronal Artificial (ANN)

Luego de evaluar las diferentes técnicas, se identificó que la técnica de red neuronal artificial (ANN) tenía mejor precisión a la hora de predecir, por lo que se desarrolla el algoritmo para pronosticar los costos de energía eléctrica en un ED.

El diseño y el entrenamiento de la red neuronal se realiza mediante el Toolbox de MATLAB®, donde se utiliza una Red Neuronal Artificial tipo Perceptrón Multicapa (MLP) como se presenta en la Figura 6-19, la cual está compuesta por:

- La capa de entrada que cuenta con 13 variables.
- La capa oculta que está formada por 10 neuronas.
- La capa de salida que cuenta con 1 neurona para la debida respuesta de la red.

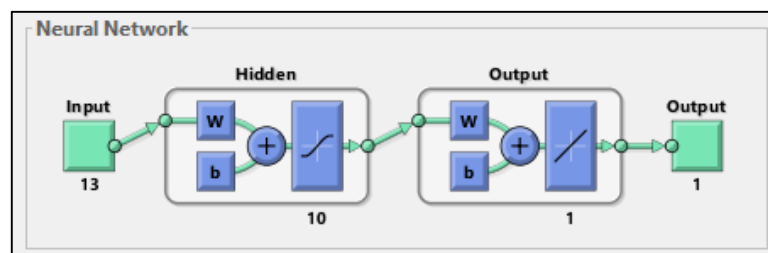


Figura 6-19. Estructura de la Red Neuronal

Los datos se dividieron aleatoriamente en 3 partes para el entrenamiento de la red:

- El 70% de datos para el entrenamiento.
- El 15% de datos para la validación.
- El 15% de datos de prueba.

El algoritmo de entrenamiento es el “Levenberg – Marquardt backpropagation” y la función de activación es la sigmoide. A continuación, se muestran los resultados del entrenamiento:

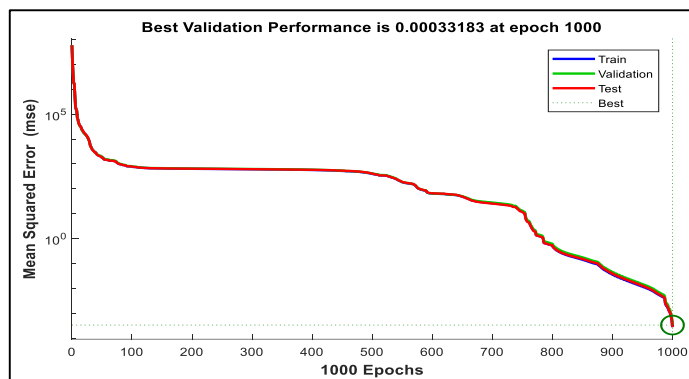


Figura 6-20. Error medio cuadrático por época.

La Figura 6-20 muestra las curvas de rendimiento de validación de los datos de entrenamiento, validación y prueba, donde se obtiene un error medio cuadrático (mse - por sus siglas en inglés) casi igual a 0.

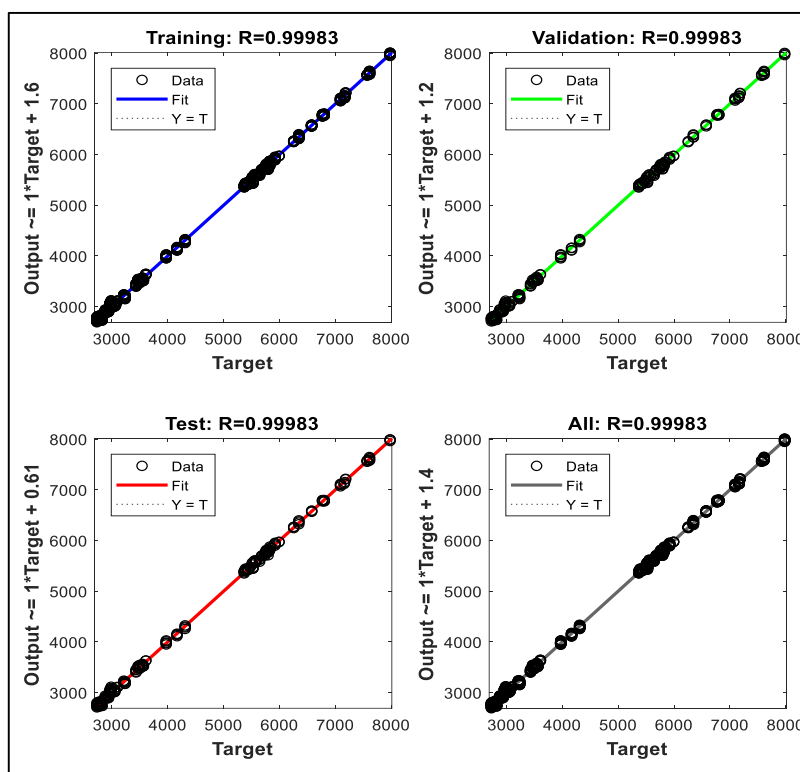


Figura 6-21. Resultados del entrenamiento – Regresión lineal

En la Figura 6-21 se muestran los resultados del entrenamiento para el pronóstico de los costos de energía eléctrica utilizados como objetivo, donde el tipo de función utilizada para el análisis de los resultados es del tipo regresión lineal, en el que el rango analizado es 1, es decir, el 100% de validación, lo que significa que tanto los valores de entrada como los de salida utilizados para el entrenamiento del ANN son precisos ya que están sobre la recta de mínimos cuadrados ordinarios con una aceptación total 99,98%.

Además, se debe considerar que los resultados de la validación se obtienen mediante la realización de pruebas, es decir, modificando el número de neuronas con las que se realiza el entrenamiento con el fin de obtener un error porcentual inferior al 5%, donde en este caso con 10 neuronas se obtuvieron los mejores resultados.

6.2.9.1. Medición del error porcentual pronosticado

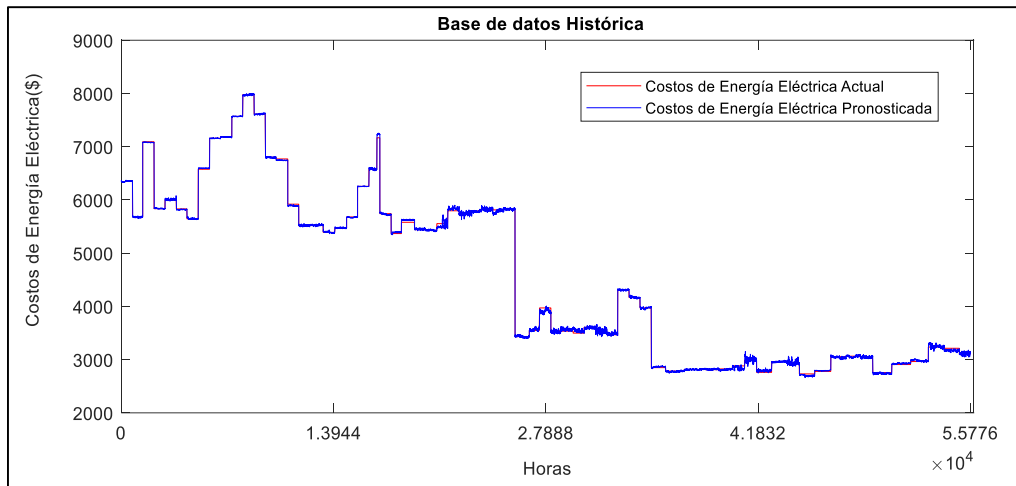


Figura 6-22. Costos de energía eléctrica actuales vs costos de energía eléctrica pronosticados

La Figura 6-22 muestra las curvas de costo de energía eléctrica, tanto las registradas como las pronosticadas con ANN, en las que se observa el alto grado de precisión con el algoritmo desarrollado.

En el Anexo F se muestra las mediciones del error porcentual mensual de los pronósticos de costo de la energía eléctrica, con respecto a los costos reales, y se observa que los valores obtenidos en cada pronóstico no superan el 5% de error porcentual, por lo que considera que el entrenamiento realizado con ANN es satisfactorio.

Tabla 6-8. Error porcentual anual pronosticado

Año	Costo Real (USD)	Costo Pronosticado (USD)	Error Porcentual (%)
2015	57515093,3	57573684,8	0,10187
2016	50666919,5	50617352,8	0,09783
2017	50280431,5	50119694,8	0,31968
2018	33243198,1	33489734,7	0,74162
2019	33439021,4	33320046,8	0,3558
2020	27720358,9	27748625,6	0,10197

La Tabla 6-8 muestra los resultados del error porcentual anual de los pronósticos de costo de la energía eléctrica, con respecto a los costos reales, y se observa que los valores obtenidos en cada pronóstico no superan el 5% de error porcentual.

7. Modelamiento y operación del agente agregador en el mercado eléctrico

Actualmente con la penetración de las fuentes de energía renovable distribuida a pequeña escala en el sistema eléctrico, las redes de distribución de medio y bajo voltaje están experimentando una transformación importante. La generación fotovoltaica y la generación eólica, influyen en la confiabilidad de la red, en particular debido a su variabilidad e incertidumbre de generación [63], [76].

El operador del DSO tiene obligatoriamente que gestionar los crecientes desafíos de la operación de la red, en particular los incumplimientos a las restricciones operativas; estos desafíos abarcan problemas técnicos como el perfil de voltaje fuera de norma y congestión de los alimentadores primarios que tradicionalmente se resolvían en la fase de planificación con inversiones en refuerzos de la red [63]. Para reducir los altos costos asociados y proporcionar flexibilidad operativa se requiere emergentemente que los programas de RD cumplan con el objetivo de activar a los consumidores para que modifiquen sus patrones de consumo de energía activa [77].

Como se indicó en capítulos anteriores, los agregadores son actores del mercado que operan las plataformas de agregación donde se programan muchas unidades de respuesta a la demanda distribuidas. Al agregar recursos flexibles en su cartera a través de varias redes de medio y bajo voltaje, el agregador puede ofrecer productos de energía flexible agregados en los mercados mayoristas de electricidad y de reserva, o proporcionar servicios auxiliares a los operadores de red [30], [76].

En el presente capítulo, se propone una estrategia basada en un modelo agregador de demanda que participa en el mercado eléctrico, capaz de utilizar de manera óptima los recursos energéticos disponibles y el almacenamiento de energía integrada a la red en el que se encuentra instalados, vehículos eléctricos, energía solar fotovoltaica, energía eólica, como un esquema de microred presentado en la Figura 7-1. La idea es utilizar la energía de estos recursos distribuidos para minimizar el costo del consumo de energía sin comprometer la flexibilidad del uso de energía o los requisitos de la red.

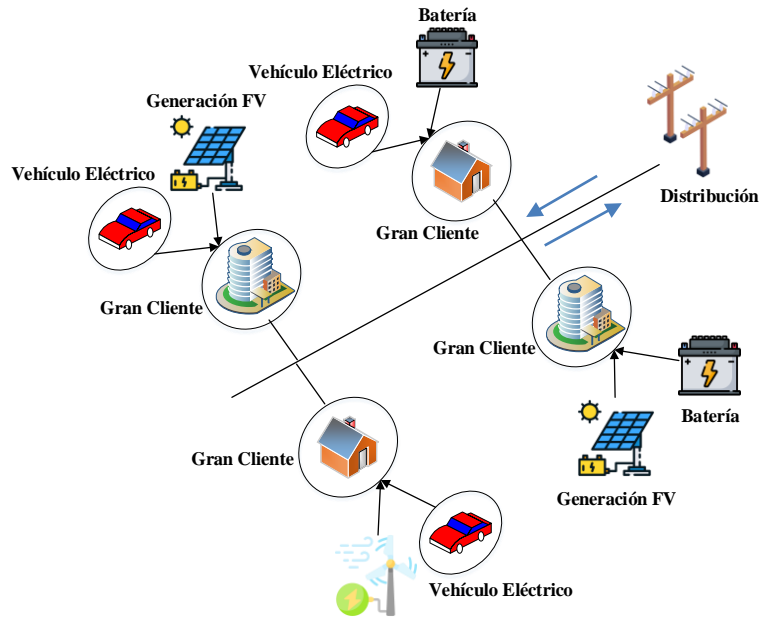


Figura 7-1. Esquema de modelo de micro red

7.1. Metodología para el desarrollo y evaluación del modelo agregador

La metodología implementada en este trabajo para otorgar operatividad al modelo agregador consta de 5 etapas, mismas se presentan en la Figura 7-2 en el diagrama de flujo, donde cada una se describen en las siguientes secciones.

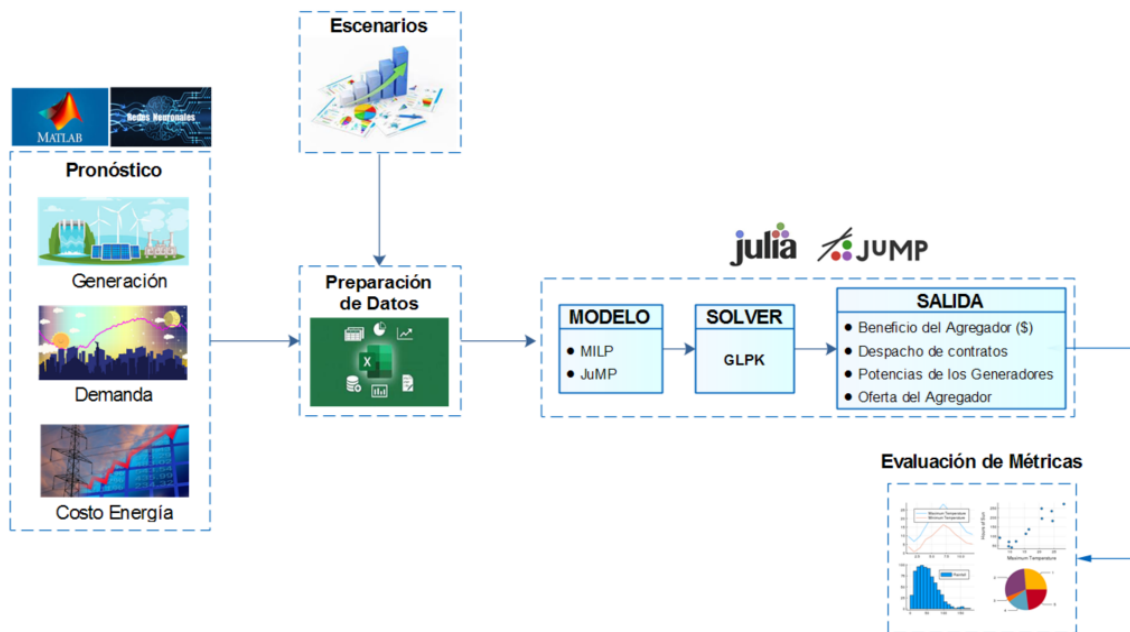


Figura 7-2. Diagrama de flujo de la metodología implementada en el modelo agregador

7.1.1. Datos de Entrada (Pronóstico de la Demanda, Generación y Costos de la Energía).

El pronóstico de los datos de entrada es una etapa de suma importancia en esta metodología, ya que la precisión del pronóstico tiene un impacto directo en las decisiones del modelo agregador, de esta manera se logra una gestión óptima de los recursos estocásticos disponibles. Para pronosticar la generación, demanda y costos de la energía, se utiliza la herramienta Matlab a través del uso de la técnica de redes neuronales. Los datos de entrenamiento se basan en registros históricos de tres años.

Es relevante destacar que el pronóstico de generación se enfoca exclusivamente en los recursos renovables debido a la naturaleza intermitente de estas fuentes primarias. Por otro lado, en el caso de la generación convencional, como la hidráulica o térmica, se considera que los recursos primarios son constantes, sin variabilidad en su disponibilidad.

7.1.2. Generación de escenarios de prueba.

Con el objetivo de evaluar la capacidad de respuesta del modelo agregador ante distintas contingencias, se representa las variables más relevantes del agregador en la Figura 7-3. Dado el amplio rango de combinaciones posibles, se seleccionan las combinaciones con mayor probabilidad que podrían surgir en la práctica. A partir de estas combinaciones, se generan cuatro casos de estudio, representados en la Figura 7-4, que serán utilizados para validar la efectividad del modelo agregador.

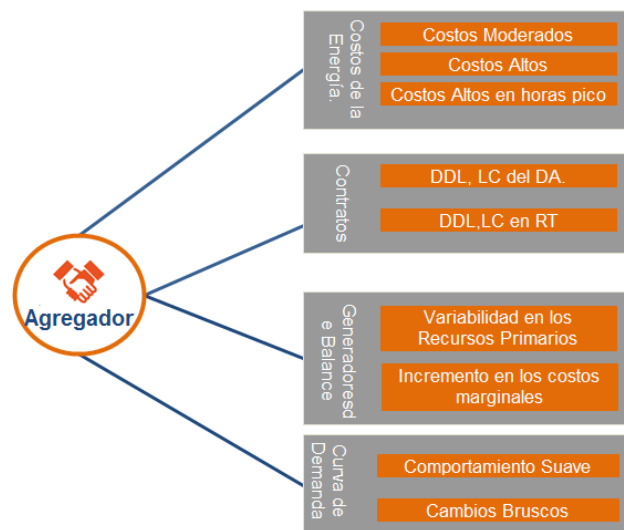


Figura 7-3. Variables involucradas en la toma de decisiones del modelo agregador



Figura 7-4. Generación de escenarios de prueba

7.1.3. Preparación de las variables de Entrada.

El pronóstico de generación, demanda y costos de energía se realiza en intervalos de una hora, abarcando un período de 24 horas. El modelo agregador incorpora cinco unidades de generación, tanto convencionales como no convencionales, que participan activamente en el mercado de balance en tiempo real. En la

Tabla 3-1 se detallan los datos técnicos y económicos de los diferentes tipos de generaciones involucrados, mientras que en la Figura 7-5 y Figura 7-6 se presentan las curvas de generación y costos horarios correspondientes a cada uno de ellos.

Tabla 7-1. Parámetros técnicos y económicos de los generadores participantes en el mercado de RT

Generador	$\Delta P_Max(MW)$	Costos Marginales (\$/kWh)
Hidráulico	5	Variable - horario
Térmico	6	Variable - horario
SFV	Variable	Variable - horario
Eólico	Variable	Variable - horario
Biomasa	Variable	Variable - horario

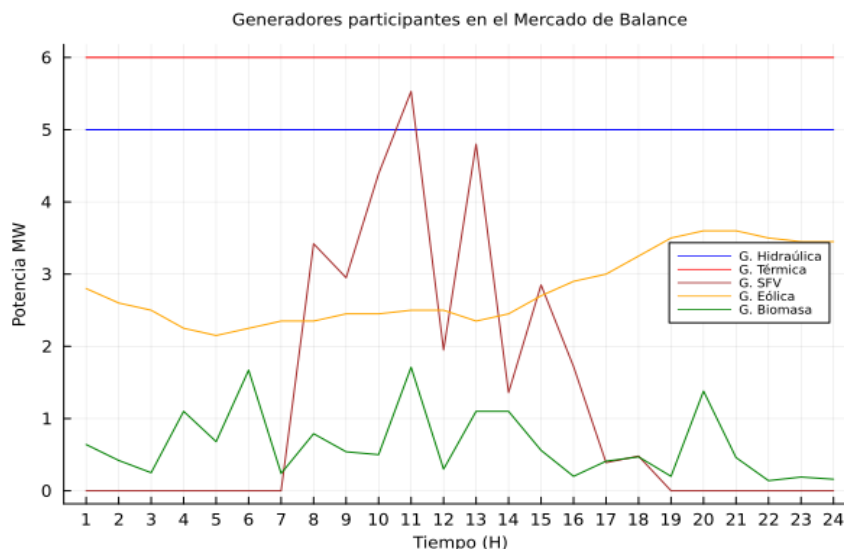


Figura 7-5. Curvas por tipo de generación horaria

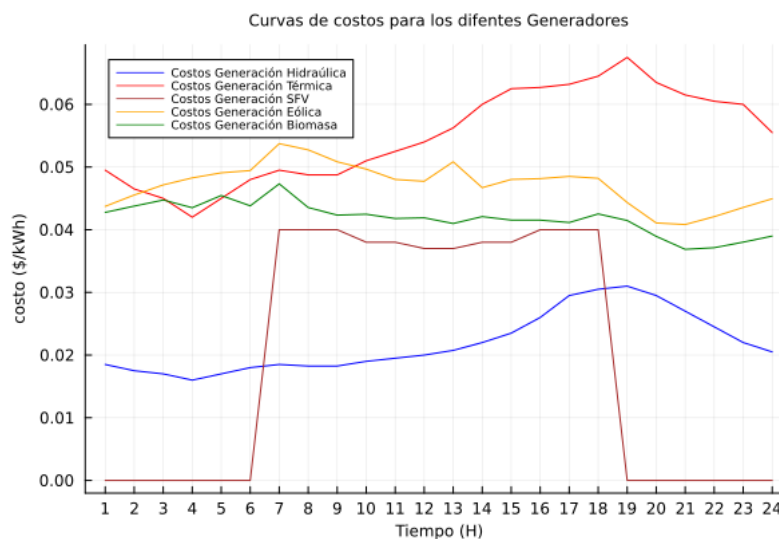


Figura 7-6. Curva de costos horaria para cada tipo de generación

Las curvas presentadas en la Figura 7-5 se generaron utilizando datos históricos de potencia y radiación solar con magnitudes reales que utiliza el Operador del sistema de Distribución local. Para simular y validar el modelo, estas curvas se escalan al orden de los Mega Watios respetando el patrón de comportamiento a lo largo del día. En cuanto a la curva de generación eólica, la potencia horaria se calcula utilizando modelos matemáticos existentes en la literatura [78], tomando como referencia los datos del aerogenerador expuestos en [2]. Por otro lado, los datos para la curva de generación de biogás fueron obtenidos de la generación local “Empresa Pública de Aseo de Cuenca (EMAC)” basándose en los registros históricos de generación anual.

Además de los generadores, el agregador cuenta con 4 tipos de sistemas almacenamiento (BESS) que participan en el mercado de balance cuyos datos técnicos y económicos se presentan en la Tabla 7-2.

Tabla 7-2. Datos Técnicos y Económicos de los BESS

BESS	η	$\Delta E(kW)$	Costo (\$/kWh)	SOC-Min (KW)	SOC-Max (kW)	P_carg-Max (kw)	P_carg_Min (KW)
1	0,98	0,01	0,06	10	250	75	150
2	0,97	0,01	0,08	10	250	75	150
3	0,95	0,025	0,075	25	250	50	150
4	0,9	0,05	0,0565	50	250	50	150

En el mercado eléctrico ecuatoriano verticalmente integrado, los costos de compra de la energía por parte de operador del sistema de distribución no sigue un patrón de un mercado eléctrico tradicional como en otros países. Por lo tanto, para reflejar esta particularidad, los costos de cierre de mercado del DA se basan en la literatura existente en [79], de modo que los costos se comporten de manera similar a la demanda del agregador durante todo el período de análisis. Con el fin de generar diferentes escenarios de estudio, se realizaron modificaciones en la curva de costos base, generando dos curvas adicionales como se muestra en la Figura 7-7. La una refleja costos relativamente elevados durante todo el período, mientras que la otra representa un aumento de costos durante los picos máximos de demanda horaria.

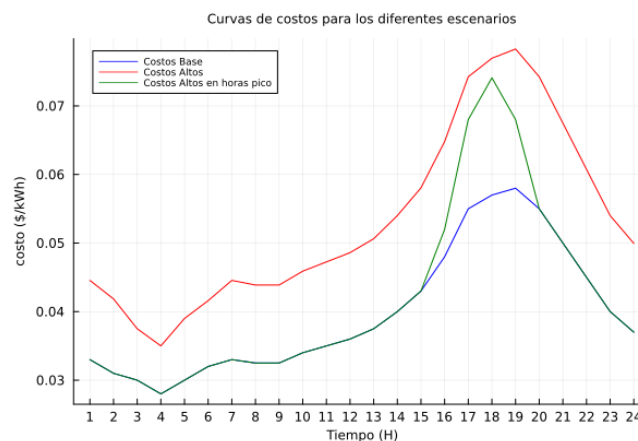


Figura 7-7. Curva de costos del DA para los diferentes escenarios

Cabe mencionar que, en el mercado de balance, los costos de energía de cada participante son calculados mediante la siguiente expresión:

$$C^{Up}(t) = C^{DA}(t) + C^x(t) \text{ si es necesario balance hacia arriba}$$

$$C^{Dw}(t) = C^{DA}(t) - C^x(t) \text{ si es necesario balance hacia abajo}$$

Donde:

$C^{Up}(t)$: Costos de proveer balance hacia arriba a la hora t .

$C^{Dw}(t)$: Costos de proveer balance hacia abajo a la hora t .

$C^{DA}(t)$: Costos de energía del mercado DA

$C^x(t)$: Costos marginales del tipo de generación que provee balance (x puede ser g o b)

En lo que respecta a los recursos del agregador, se cuenta con flexibilidad a través de la gestión de la demanda de cargas industriales. Para llevar a cabo esta gestión, se establecieron contratos DDL (Demand Dispatchable Load) y LC (Load Curtailment) tanto para el día anterior como en tiempo real. Las potencias máximas y mínimas de flexibilidad, así como la frecuencia de activación de cada contrato, se determinaron mediante un análisis técnico-económico basado en el tipo de actividad de cada industria participante en el programa de respuesta a la demanda presentados en la Tabla 7-3. Además de las cargas industriales que forman parte del programa de respuesta a la demanda, el agregador también debe suministrar energía a un grupo de cargas fijas que no forman parte del programa.

Tabla 7-3. Parámetros contractuales de los diferentes contratos que tiene en agregador en el DA y RT

Carga Industrial	Contratos DDL		Contratos LC		
	P(MW)	Horas de activación	Pmin(MW)	Pmax(MW)	Horas de activación
Continental Tire	1	1	0,5	1	1
Cartopel	0,5	1	0,5	1	1
Petro-La Troncal	1	1	0,5	1	1
Graiman	0,5	1	0,5	1	1
Induglob	0,5	1	0,5	1	1
Plasticos Rival	0,75	1	0,5	1	1
Italpisos	0,25	1	0,5	1	1

En la Figura 7-8 y Figura 7-9 se presenta el esquema metodológico utilizado para generar los contratos tanto para el mercado de día anterior (DA) como para el mercado en tiempo real (RT), permitiendo al agregador participar en los mercados eléctricos. Adicionalmente, se muestra la curva horaria de demanda del agregador y los participantes involucrados en el modelo respectivamente.

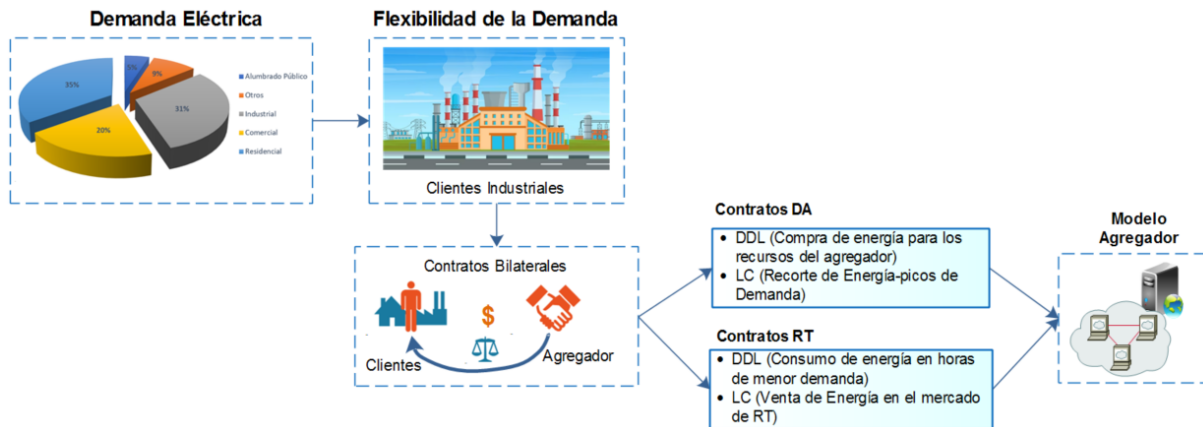


Figura 7-8. Metodología para la generación de contratos para el programa de RD

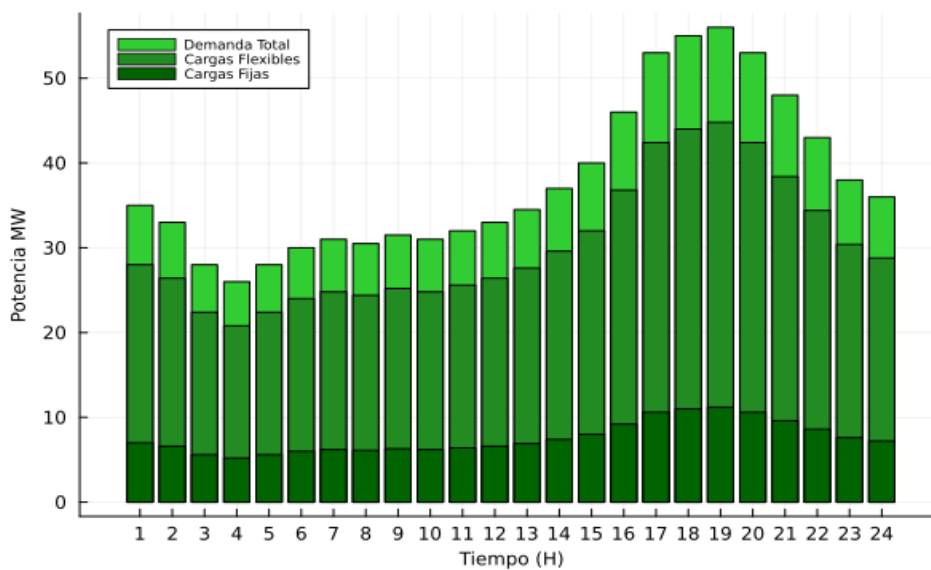


Figura 7-9. Curva de la demanda horaria del agregador

7.2. Modelo matemático del Agregador

Se propone en este análisis un modelo agregador de demanda que gestiona los recursos energéticos instalados en la microred, se simula el escenario de red inteligente y la gestión del agregador. A continuación, se enumera los recursos que el agregador considera en el análisis:

- Generación distribuida: Recursos de generación eólica y fotovoltaica distribuidos a lo largo de la red con pronóstico de generación, demanda y precios de la energía se obtienen del programa desarrollado en el capítulo anterior.
- FD: El agregador y los denominados “grandes clientes” llegan a un acuerdo a través de un contrato, una cantidad de potencia demandada sobre la cual el agregador tiene derechos para gestionar.

- Vehículos eléctricos: A igual que los grandes consumidores aportarán con demanda gestionable, es decir, el agregador gestionará la carga de los vehículos eléctricos de tal manera que estos tomen carga de la red únicamente en las horas de la noche.
- Baterías de almacenamiento: Gestión de carga y descarga de las baterías serán por parte del agregador, esto para lograr el beneficio económico teniendo en cuenta el costo de inyección de energía a la red a precio alto y la carga de energía a precio bajo.

7.2.1. Formulación matemática del modelo Agregador en mercados eléctricos del día anterior (DA) y en tiempo real (RT)

En el contexto de los mercados eléctricos, el modelo agregador actúa en dos instancias, en el mercado del día anterior (DA), en donde puede ofertar la cantidad de energía que espera producir o consumir al día siguiente a un precio determinado, en esta instancia el objetivo del agregador es maximizar sus beneficios al ofertar una cantidad de energía que le permita obtener el mejor precio posible. Por otra parte, en el mercado en tiempo real (RT), el agregador puede modificar sus ofertas para ajustarse a las fluctuaciones de la demanda y la oferta de energía en tiempo real; el objetivo del agregador en este caso es minimizar los costos de proveer balance al sistema y así cumplir con el objetivo de maximizar los beneficios de los recursos del agregador al ofertar la cantidad de energía que le permita obtener el mejor precio posible en tiempo real. Es importante destacar que la maximización del beneficio económico del agregador debe estar en línea con los objetivos de la regulación del mercado eléctrico y las políticas energéticas del país o región en que opera el mercado.

El modelo agregador debe encontrar un equilibrio entre maximizar sus ganancias económicas y asegurar la estabilidad del mercado eléctrico. Para lograrlo, el modelo agregador debe tomar decisiones informadas sobre la cantidad de energía renovable que puede ofrecer en el mercado y ajustar sus ofertas en tiempo real para adaptarse a las fluctuaciones del mercado. De esta manera, el modelo agregador puede maximizar sus beneficios económicos y a su vez contribuir a la estabilidad del mercado eléctrico.

7.2.2. Formulación del método de optimización en el modelo agregador

Con base en la descripción y características de la problemática citada y en función de las variables descritas, se determina la solución a través de la optimización del tipo Bi-nivel, que consta de un problema de nivel superior donde el agregador busca maximizar sus beneficios al interactuar con el mercado eléctrico en ambas instancias, y un problema de nivel inferior el cual consiste en la minimización de los costos involucrados al equilibrar la oferta y la demanda en tiempo real. Debido a la naturaleza temporal de las decisiones, donde el agregador define precios y contratos para el día siguiente en el mercado DA, y los usuarios deciden su consumo

en el mercado en RT, en ese contexto, este tipo de problemas son identificados en la literatura como Problemas Matemáticos con Restricciones de Equilibrio MPEC, donde se resuelve el problema de nivel superior junto con los problemas de nivel inferior con restricciones.

a) Problema del nivel superior

La ecuación (1a) modela la función de costos, en la cual, las variables de decisión involucradas son la energía a vender o comprar por los recursos del agregador en el mercado DA y RT, y las ofertas realizadas por el agregador en el mercado de RT.

$$\max \sum_{t \in T} [C_t^{DA} P_t^{A,DA} + \lambda_t^{RT} P_t^{A,RT}] \quad (1a)$$

Sujeto a

$$P_t^{A,DA} + P_t^{A,RT} = P_t^{C,LC} - P_t^{C,DDL} - P_t^{Fix} \quad \forall t \in T \quad (1b)$$

$$P_t^{Fix} - P_t^{C,LC} + P_t^{C,DDL} \geq P_t^{min} \quad \forall t \in T \quad (1c)$$

$$\text{Restricción de los contratos de DR} \quad (1d)$$

La función objetivo (1a) representa el beneficio que tiene el agregador al participar en los mercados de DA y RT realizando ofertas estratégicas mediante el despacho adecuado de los contratos de RD. La restricción (1b) garantiza que la demanda total del agregador es provista con energía comprada en el mercado de DA o RT. En cuanto a la restricción (1c), esta limita el recorte de energía a un valor mínimo establecido.

b) Problema del nivel inferior

En este problema, el objetivo es minimizar los costos incurridos al proveer balance al sistema en RT. Las variables de decisión son las potencias despejadas tanto de los generadores como del agregador, de tal manera de equilibrar la demanda en ese instante. La oferta del agregador se considera constante en este problema dado que es resuelto en el problema superior.

$$\min \sum_{t \in T} (\sum_{g \in G} C_{gt}^U P_{gt}^U - C_{gt}^D P_{gt}^D) + bid_t P_t^{A,RT} \quad (2a)$$

Sujeto a

$$P_t^{P,DA} + (\sum_{g \in G} P_{gt}^U - P_{gt}^D) + P_t^{A,RT} = P_t^{RT} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (2b)$$

$$0 \leq P_{gt}^U \leq P_{gt}^{U,max} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (2c)$$

$$0 \leq P_{gt}^D \leq P_{gt}^{D,min} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (2d)$$

$$-P_t^{A,Min} \leq P_t^{A,RT} \leq P_t^{A,Max} \quad \forall t \in T \quad (2e)$$

La función objetivo (2a) representa el costo total de proveer balance al sistema, el cual incluye los costos de proveer balance hacia arriba o hacia abajo tanto de los generadores como del agregador. La restricción (2b) garantiza el equilibrio de potencia generación- demanda para cada instante t . Las restricciones (2c) a (2e) restringen los máximos y mínimos de potencia despejada para cada participante involucrado en el despeje del mercado en RT.

c) Restricción de los contratos

El agregador cuenta con un recurso importante el cual es la FD mediante el despacho de contratos de RD previamente establecidos, los cuales permiten suavizar la curva de demanda diaria de tal manera mejorar la eficiencia energética, reducir los costos de generación y contribuir a una mayor estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. En este trabajo se consideran dos tipos de contratos, LC (Load Curtailment) y DDL (Duration-Differentiated Load) tanto para el mercado del día anterior como para el mercado de tiempo real. La formulación para cada uno de ellos es idénticamente la misma, por tal razón, a continuación se presenta la formulación para los contratos LC y DDL que son despachados con un día de anticipación.

d) Contratos de reducción de la carga LC (Load Curtailment)

En este tipo de contrato, el consumidor acepta reducir su consumo de energía en una cantidad específica y durante un período de tiempo determinado. A cambio, el consumidor recibe una compensación financiera por su participación. Este hecho puede modelarse matemáticamente mediante las siguientes expresiones:

$$P_t^{DA,LC} = \sum_{c \in \Phi_{LC,DA}} p_{ct}^{DA,LC} \quad \forall t \in T, \forall c \in \Phi_{LC,DA} \quad (3a)$$

$$p_{ct}^{DA,LC} \leq p_c^{DA,LC,max} \cdot v_{ct}^{DA,LC} \quad \forall t \in T, \forall c \in \Phi_{LC,DA} \quad (3b)$$

$$p_c^{DA,LC,min} \cdot v_{ct}^{DA,LC} \leq p_{ct}^{DA,LC} \quad \forall t \in T, \forall c \in \Phi_{LC,DA} \quad (3c)$$

$$\sum_{t \in T_c} v_{ct}^{DA,LC} \leq TH_c^{DA,LC} \quad \forall t \in T_c, \forall c \in \Phi_{LC,DA} \quad (3d)$$

$$v_{ct}^{DA,LC} \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T, \forall c \in \Phi_{LC,DA} \quad (3e)$$

$$v_{ct}^{DA,LC} = 0 \quad \forall t \notin T_c, \forall c \in \Phi_{LC,DA} \quad (3f)$$

La restricción (3a) suma todas las reducciones realizadas por los contratos LC en cada hora del periodo T . La variable binaria $v_{ct}^{DA,LC}$ determina si el contrato c , a la hora t es despachado asignando un valor de 1 y 0 en caso contrario. Por otra parte, la variable $p_{ct}^{DA,LC}$ toma el valor de la energía a ser reducida para el contrato c a la hora t . Las restricciones (3b) y (3c) limitan el máximo y mínimo de energía a ser reducida para cada contrato en cada hora del periodo. La restricción (3d) limita en número de veces que puede activarse el contrato c diariamente. Por último, la restricción (3f) no permite activar el contrato fuera de los periodos de tiempo establecidos.

e) Contratos de duración diferenciada DDL (Duration-Differentiated Load)

En este tipo de contratos se tienen cargas flexibles que tienen una potencia fija que deben ser despachados un total de horas sobre un periodo de operación. El agregador debe determinar las horas de la forma óptima que permita maximizar su beneficio total.

$$P_t^{DA,DDL} = \sum_{c \in \Phi_{DDL,DA}} p_{ct}^{DA,DDL} \cdot v_{ct}^{DA,DDL} \quad \forall t \in T, \forall c \in \Phi_{DDL,DA} \quad (4a)$$

$$\sum_{t \in T_c} v_{ct}^{DA,DDL} = TH_c^{DA,DDL} \quad \forall t \in T_c, \forall c \in \Phi_{DDL} \quad (4b)$$

$$v_{ct}^{DA,DDL} \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T, \forall c \in \Phi_{DDL,DA} \quad (4c)$$

$$v_{ct}^{DA,DDL} = 0 \quad \forall t \notin T_c, \forall c \in \Phi_{DDL,DA} \quad (4d)$$

La restricción (4a) suma el consumo de todos los contratos DDL despachados en la hora t , el cual viene dado por el valor que toma la variable binaria $v_{ct}^{DA,DDL}$. En cuanto a la restricción (4b), esta asegura que cada contrato c sea despachado completamente en las horas permitidas, tal y como lo establece la restricción (4d).

f) Transformación a un problema lineal entero mixto

Dada la linealidad del problema inferior, y de acuerdo con los criterios de optimalidad, las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) son necesarias y suficientes para garantizar la optimalidad del problema inferior. En este contexto, dichas condiciones pueden incluirse en el problema de nivel superior y transformarlo en un problema de un solo nivel.

g) Condiciones KKT para el problema de nivel inferior

$$\nabla_X f(\mathbf{X}) - \lambda^T \nabla_X h(\mathbf{X}) + \alpha^T \nabla_X g(\mathbf{X}) = 0 \quad (5a)$$

$$\alpha^T g(\mathbf{X}) = 0 \quad (5b)$$

$$h(\mathbf{X}) = 0 \quad (5c)$$

$$g(\mathbf{X}) \leq 0 \quad (5d)$$

$$\alpha^T \geq 0 \quad (5e)$$

Donde $h(\mathbf{X})$, y $g(\mathbf{X})$ son las restricciones de igualdad y desigualdad respectivamente. En el problema de nivel inferior las variables involucradas son: P_{gt}^U , P_{gt}^D y $P_t^{A,RT}$, por lo tanto, la restricción (5a) desglosada para cada variable genera las siguientes restricciones de estacionariedad.

$$C_{gt}^U(g, t) - \lambda^{RT}(t) + \alpha 1(g, t) - \alpha 2(g, t) = 0 \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (5a.1)$$

$$-C_{gt}^D(g, t) + \lambda^{RT}(t) + \alpha 3(g, t) - \alpha 4(g, t) = 0 \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (5a.2)$$

$$bid(t) - \lambda^{RT}(t) - \alpha 5(t) + \alpha 6(t) = 0 \quad \forall t \in T \quad (5a.3)$$

La ecuación (5b) desglosada para cada restricción nos queda las siguientes ecuaciones relacionadas a las holguras complementarias.

$$-\alpha 1(g, t) P^U(g, t) = 0 \quad (5b.1)$$

$$\alpha 2(g, t) (P^U(g, t) - P^{Umax}(g, t)) = 0 \quad (5b.2)$$

$$-\alpha 3(g, t) P^D(g, t) = 0 \quad (5b.3)$$

$$\alpha 4(g, t) (P^D(g, t) - P^{Dmin}(g, t)) = 0 \quad (5b.4)$$

$$\alpha 5(t) (P^{A,RT}(t) - P^{A,Max}(t)) = 0 \quad (5b.5)$$

$$-\alpha 6(t) (P^{A,RT}(t) + P^{A,Min}(t)) = 0 \quad (5b.6)$$

Dado que las restricciones (5b.1)-(5b.6) son no lineales, se aplica la transformación de Fortuny-Amat [5], la cual cambia cada una de estas ecuaciones por dos restricciones que utilizan la técnica de la "Big M" junto con variables binarias. Esta transformación se expresa de la siguiente manera.

Sea $a \geq 0 \wedge b \geq 0 \wedge a * b = 0$, estas condiciones pueden ser reemplazadas por las siguientes restricciones.

$$0 \leq a \leq M * u$$

$$0 \leq b \leq M * (1 - u)$$

$$u \in \{0, 1\}$$

En este contexto, las restricciones (5b.1) -(5b.6) pueden ser linealizadas dado que cumplen todas las condiciones antes descritas. El nuevo conjunto de restricciones que reemplazan las restricciones antes mencionadas nos queda de la siguiente manera.

$$\alpha 1(g, t) \leq Mu1(g, t) \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (6a)$$

$$P^U(g, t) \leq M(1 - u1(g, t)) \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (6b)$$

$$\alpha 2(g, t) \leq Mu2(g, t) \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (6c)$$

$$P^{Umax}(g, t) - P^U(g, t) \leq M(1 - u2(g, t)) \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (6d)$$

$$\alpha 3(g, t) \leq Mu3(g, t) \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (6e)$$

$$P^D(g, t) \leq M(1 - u3(g, t)) \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (6f)$$

$$\alpha 4(g, t) \leq Mu4(g, t) \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (6g)$$

$$P^{Dmin}(g, t) - P^D(g, t) \leq M(1 - u4(g, t)) \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (6h)$$

$$\alpha 5(t) \leq Mu5(t) \quad \forall t \in T \quad (6i)$$

$$P^{A,Max}(t) - P^{A,RT}(t) \leq M(1 - u5(t)) \quad \forall t \in T \quad (6j)$$

$$\alpha 6(t) \leq Mu6(t) \quad \forall t \in T \quad (6k)$$

$$P^{A,Min}(t) + P^{A,RT}(t) \leq M(1 - u6(t)) \quad \forall t \in T \quad (6l)$$

$$u(t) \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T \quad (6m)$$

Al incluir todas las condiciones de KKT (ecuaciones (6a) -(6m)) en el problema de nivel superior, el modelo sigue siendo no lineal debido al término $\lambda_t^{RT} P_t^{A,RT}$ presente en la función objetivo del nivel superior. Para linealizar dicho término, se utiliza el concepto del teorema de la dualidad fuerte el cual establece que: "en un problema de optimización lineal, el valor óptimo del primal y el dual coinciden", en este contexto, se formula el dual del problema inferior de la siguiente manera tomando como variables duales a los multiplicadores de Lagrange que se definieron para la formulación de las condiciones KKT.

$$\max \sum_{t \in T} \left\{ (P^{RT}(t) - P^{P,DA}) \lambda^{RT}(t) + \sum_{g \in G} (\alpha 2(g, t) P^{Umax}(g, t) + \alpha 4(g, t) P^{Dmin}(g, t)) + \alpha 5(t) P^{A,Max}(t) + \alpha 6(t) P^{A,Min}(t) \right\}$$

(7a)

Sujeto a

$$\lambda^{RT}(t) + \alpha 2(g, t) - \alpha 1(g, t) \leq C_{gt}^U(g, t) \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (7b)$$

$$-\lambda^{RT}(t) + \alpha 4(g, t) - \alpha 3(g, t) \leq C_{gt}^D(g, t) \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (7c)$$

$$\lambda^{RT}(t) + \alpha 5(t) - \alpha 6(t) = bid(t) \quad \forall t \in T \quad (7d)$$

$$\alpha i(g, t) \leq 0 \quad \forall i \in [1, 2, 3, 4, 5, 6] \quad (7e)$$

$$\lambda^{RT}(t) \text{ no restringida} \quad (7f)$$

De acuerdo con el teorema de la dualidad, en el óptimo se cumple que

$$\begin{aligned} & \sum_{t \in T} \left(\sum_{g \in G} C_{gt}^U P_{gt}^U - C_{gt}^D P_{gt}^D \right) + bid_t P_t^{A,RT} \\ &= - \sum_{t \in T} (P^{RT}(t) - P^{P,DA}(t)) \lambda^{RT}(t) - \sum_{g \in G} (\alpha 2(g, t) P^{Umax}(g, t) - \alpha 4(g, t) P^{Umax}(g, t)) \\ & \quad - \alpha 5(t) P^{A,Max}(t) - \alpha 6(t) P^{A,Min} \end{aligned} \quad (8)$$

Multiplicando la ecuación (5a.3) por $P^{A,RT}$ y sumando sobre T se obtiene

$$\sum_{t \in T} P^{A,RT}(t) (\lambda^{RT}(t) - \alpha 5(t) + \alpha 6(t)) = \sum_{t \in T} P^{A,RT}(t) bid(t) \quad (9a)$$

Separando en dos términos las ecuaciones (5b.5) y (5b.6) y sumando sobre T se tiene

$$\sum_{t \in T} \alpha 5(t) P^{A,RT}(t) = \sum_{t \in T} \alpha 5(t) P^{A,Max}(t) \quad (9b)$$

$$- \sum_{t \in T} \alpha 6(t) P^{A,RT}(t) = \sum_{t \in T} \alpha 6(t) P^{A,Min}(t) \quad (9c)$$

Reemplazando (9b) y (9c) en (9a) se obtiene

$$\sum_{t \in T} P^{A,RT}(t) bid(t) = \sum_{t \in T} (P^{A,RT}(t) \lambda(t)) - \alpha 5(t) P^{A,Max}(t) - \alpha 6(t) P^{A,Min}(t) \quad (9d)$$

Reemplazando (9d) en 8 se obtiene

$$\begin{aligned}
 & \sum_{t \in T} \left(\sum_{g \in G} C_{gt}^U P_{gt}^U - C_{gt}^D P_{gt}^D \right) + P^{A,RT}(t) \lambda^{RT}(t) - \alpha 5(t) P^{A,Max}(t) - \alpha 6(t) P^{A,Min}(t) \\
 & = \sum_{t \in T} (P^{RT}(t) - P^{P,DA}) \lambda^{RT}(t) - \sum_{g \in G} (\alpha 2(t) P^{Umax}(t) - \alpha 4(t) P^{Umax}(t)) - \alpha 5(t) P^{A,Max}(t) \\
 & \quad - \alpha 6(t) P^{A,Min}
 \end{aligned} \tag{9e}$$

Note que los términos $\alpha 5(t) P^{A,Max}(t)$, $\alpha 6(t) P^{A,Min}$ se cancelan lo que permite el despeje del término $P^{A,RT}(t) \lambda^{RT}(t)$.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{t \in T} P^{A,RT}(t) \lambda^{RT}(t) \\
 & = - \sum_{t \in T} \left\{ (P^{RT}(t) - P^{P,DA}) \lambda^{RT}(t) \right. \\
 & \quad \left. + \sum_{g \in G} (C_{gt}^U P_{gt}^U - C_{gt}^D P_{gt}^D) + \sum_{g \in G} (\alpha 2(g, t) P^{Umax}(g, t) + \alpha 4(g, t) P^{Dmin}(g, t)) \right\}
 \end{aligned}$$

h) Modelo Final

$$\begin{aligned}
 & \max \sum_{t \in T} [C_t^{DA} P_t^{A,DA} + \lambda_t^{RT} P_t^{A,RT}] \\
 & \max \sum_{t \in T} \left[C_t^{DA} P_t^{A,DA} - \{ (P^{RT}(t) - P^{P,DA}) \lambda^{RT}(t) \right. \\
 & \quad \left. + \sum_{g \in G} (C_{gt}^U P_{gt}^U - C_{gt}^D P_{gt}^D) + \sum_{g \in G} (\alpha 2(g, t) P^{Umax}(g, t) + \alpha 4(g, t) P^{Dmin}(g, t)) \} \right]
 \end{aligned}$$

Sujeto a:

- Restricciones (1b - 1d)
- Restricciones (2b – 2e)
- Restricciones (5a.1 – 5a.3)
- Restricciones (6a – 6m)

7.3. Implementación de la optimización en el modelo Agregador.

Una vez planteado el modelo matemático, se lleva a cabo la implementación en el lenguaje de programación o software "Julia", el cual es de acceso abierto. Para la codificación y resolución del modelo, se utilizó el paquete JUMP y la librería GLPK.

Las variables de salida del programa abarcan el beneficio del agregador, el despacho horario de los contratos del DA y RT, las potencias entregadas por los diferentes sistemas de generación y la oferta horaria del agregador en el mercado de tiempo real. Este conjunto de variables permitirá evaluar los beneficios que el modelo agregador ofrece al sistema eléctrico y a los usuarios que forman parte del programa de respuesta a la demanda.

7.3.1. Evaluación de Métricas.

Se evalúan varios casos de estudio para determinar el comportamiento del modelo agregador frente a diferentes contingencias. Esto permite observar cómo se refleja este comportamiento en el sistema de distribución. Además, se realiza una comparativa entre distintos escenarios para determinar diversas métricas que miden la efectividad del agregador al participar en los mercados eléctricos de Demanda Anticipada (DA) y Tiempo Real (RT).

Esta evaluación de casos de estudio proporciona una visión más completa del desempeño del modelo agregador y su capacidad para hacer frente a situaciones cambiantes. Al analizar los resultados obtenidos en diferentes escenarios, se pueden obtener métricas significativas que permiten evaluar la calidad y eficiencia del agregador en los mercados eléctricos.

7.3.2. Evaluación y análisis de los casos de estudio.

En este apartado se presentan los distintos escenarios que fueron considerados durante las simulaciones realizadas con el modelo implementado, así como los resultados obtenidos. Los escenarios y casos simulados se han diseñado con el objetivo de destacar los beneficios o impactos que la regulación de la demanda (RD) coordinada tiene sobre el beneficio del Agregador. Antes de analizar los distintos escenarios de prueba, se lleva a cabo una simulación que considera el caso en el que el agregador no cuenta con flexibilidad en la carga. Esto significa que no tiene contratos DDL o LC para ninguno de los dos periodos de mercado (día anterior o tiempo real). Durante esta simulación, se determina el beneficio del agregador en estas condiciones.

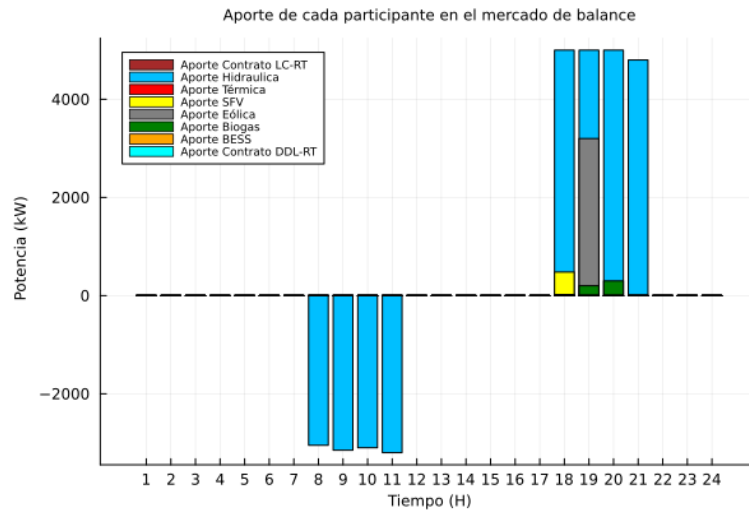


Figura 7-10. Aportes de los diferentes tipos de generación en el mercado de balance

En este escenario, el agregador no obtiene ningún beneficio debido a la falta de cargas flexibles para participar en los mercados eléctricos. Su función se limita a comprar energía para satisfacer la demanda agregada de las cargas fijas en el orden del 20% de la demanda total y vender a precios establecidos en el cierre del mercado, en este caso se tiene un valor de \$ 7609,55 por la compra de energía para los recursos del agregador. La Figura 7-10 muestra cómo el agregador introduce las unidades de generación con el menor costo marginal y las organiza de manera ascendente según el porcentaje de desequilibrio existente en un momento dado. Esto se hace con el objetivo de minimizar los costos asociados con el equilibrio del sistema ya que es uno de los objetivos a cumplir por el modelo agregador.

Escenario 1 (Caso Base)



Figura 7-11. Consideraciones para la construcción del escenario 1

El escenario ilustrado en la Figura 7-11 representa una situación típica en la que se observa la relación entre los precios y la demanda de electricidad a lo largo de un día normal. En este escenario, no se presentan cambios bruscos o variaciones significativas entre la curva pronosticada de la demanda y la curva de despacho en tiempo real (RT). La curva de precios de la energía eléctrica refleja el comportamiento esperado, con valores más bajos durante las horas de menor demanda (horas valle) y un aumento considerable durante las horas de mayor demanda (horas pico). Este patrón de precios se ajusta en consonancia con los patrones de consumo de energía de los usuarios en ese día específico. Es importante tener en cuenta

estos factores al analizar y tomar decisiones relacionadas con la gestión de la energía eléctrica en este escenario.

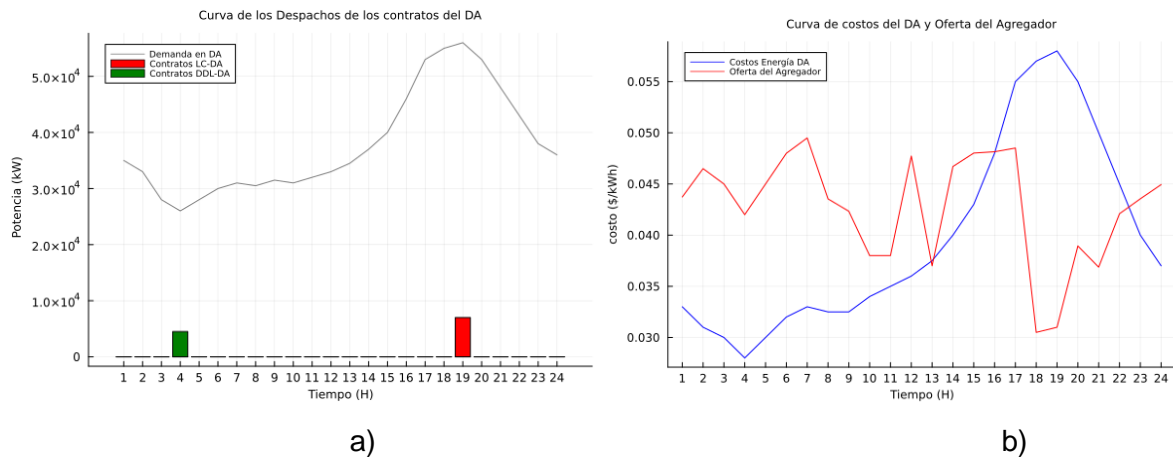


Figura 7-12. Escenario 1 (Caso Base)

En este escenario, los resultados evidencian que los despachos de los contratos DDL del día anterior ocurren a las 4 am, como se muestra en la Figura 7-12a, en este horario, el precio de venta de energía en el Mercado Diario (DA) es más bajo, lo cual representa un beneficio para el agregador. Todos los contratos, que en conjunto suman una potencia de 4500 kW, son despachados en ese momento, con un impacto directo en los precios ofrecidos en el mercado eléctrico, como se observa en la Figura 7-12b. Debido al aumento de la demanda, el agregador ofrece un precio de compra superior al establecido el día anterior, con el fin de equilibrar el mercado eléctrico. Esta estrategia de ajuste de precios se realiza para satisfacer la mayor demanda generada por el despacho de los contratos DDL y asegurar el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado eléctrico.

En el caso del despacho de los contratos (LC) del día anterior, los cuales tienen un rango de potencia total entre 3500 kW y 7000 kW, el agregador determinará el valor óptimo de potencia recortada para cada contrato. En este escenario específico, se realizó un recorte de la potencia máxima para cada contrato durante la hora de mayor demanda. Este recorte tiene como objetivo reducir las ofertas de precios de venta de energía en el mercado, evitando así la entrada de generadores cuyos costos ofertados sean más altos. De esta manera, se mantiene nuevamente el equilibrio entre la oferta y la demanda.

Es importante destacar que, de acuerdo con la Figura 7-13b, el agregador ofrece la venta de energía a un precio considerablemente inferior al establecido en el Mercado Diario (DA). Esto se realiza con el propósito de evitar picos en los precios y establecer un valor equilibrado que beneficie tanto al mercado eléctrico como al agregador. El agregador busca una estrategia

de precios que sea favorable para ambas partes y que permita mantener la estabilidad y equidad en el mercado eléctrico.

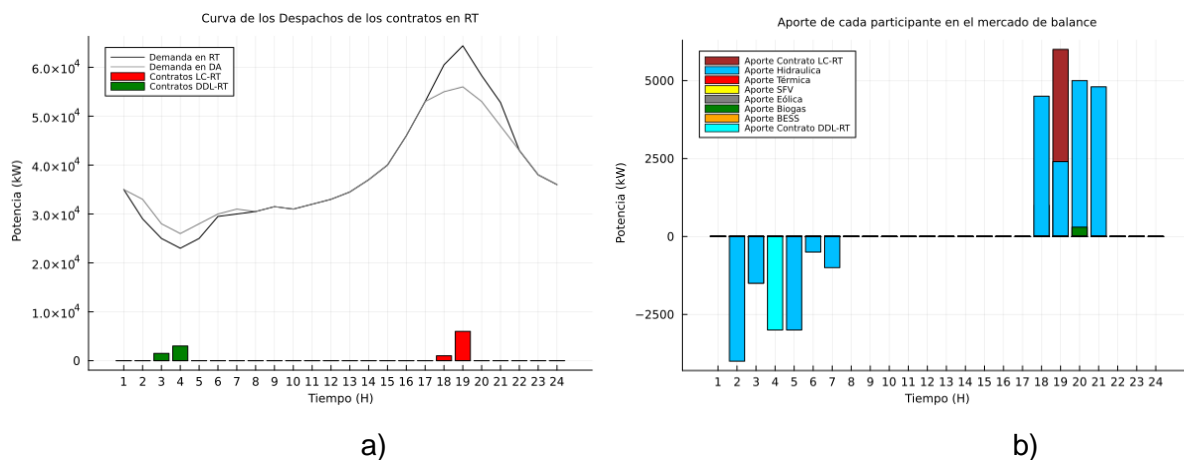


Figura 7-13. Escenario 1 (Caso Base)

Los resultados obtenidos en el mercado de balance o de tiempo real revelan que los desbalances de potencia que ocurrieron a lo largo del período de análisis fueron resueltos tanto por las unidades generadoras de menor costo marginal como por los despachos de contratos en tiempo real. Es importante destacar que, a diferencia de los contratos en el Mercado Diario (DA), los contratos en tiempo real (RT) son despachados en diferentes horas y no necesariamente durante el momento de máxima o mínima demanda. El agregador selecciona cuidadosamente el horario adecuado para maximizar los beneficios mutuos entre ambas entidades participantes, considerando la optimización de costos y el equilibrio entre oferta y demanda.

En resumen, el análisis revela que los desbalances de potencia fueron atendidos mediante la combinación de unidades generadoras de menor costo marginal y despachos de contratos en tiempo real. Además, se destaca que los contratos en tiempo real son programados en momentos estratégicos que benefician tanto al agregador como al mercado eléctrico en general.

A continuación, se muestran en tablas los datos numéricos correspondientes al despacho de los contratos, así como los porcentajes de participación de las distintas centrales de generación, obtenidos para este caso de estudio.

Tabla 7-4. Despacho de contratos del DA

Despacho contratos del DA				
Hora	Contrato	P(kW)	% Portafolio	Costo-Energía (\$/kW)
4:00 AM	DDL	4500	100%	0,028
19:00 PM	LC	7000	100%	0,058

Tabla 7-5. Despacho de los contratos RT

Despacho contratos de RT					
Hora	Contrato	P(kW)	% Portafolio	Costo-Energía-DA (\$/kW)	Oferta-Agregador
3:00:00	DDL	1500	33%	0,03	0,045
4:00:00	DDL	3000	67%	0,028	0,042
18:00:00	LC	1000	14,29%	0,057	0,0305
19:00:00	LC	6000	85,71%	0,058	0,031

Tabla 7-6. Porcentaje de participación en el mercado de balance

Aportes de los diferentes generadores						
Hora	Hidro	Térmica	SFV	Eólica	Biogás	BESS
2:00:00	-100,00%	-	-	-	-	-
3:00:00	-50,00%	-	-	-	-	-
4:00:00	0,00%	-	-	-	-	-
5:00:00	-100,00%	-	-	-	-	-
6:00:00	-100,00%	-	-	-	-	-
7:00:00	-100,00%	-	-	-	-	-
18:00:00	81,82%	-	-	-	-	-
19:00:00	28,57%	-	-	-	-	-
20:00:00	94,34%	-	-	-	5,66%	-
21:00:00	100,00%	-	-	-	-	-

En la Tabla 7-6 se puede apreciar que en el despacho de balance en tiempo real, únicamente participan dos centrales de generación: la central hidráulica y la central de biogás. Esta situación contrasta con el escenario sin FD, en el cual participaban cuatro centrales. Este cambio demuestra que, mediante un despacho adecuado de contratos, se logra desplazar a las centrales con costos marginales más altos, permitiendo que el agregador ofrezca energía al costo marginal de la última unidad que provee el último megavatio necesario para equilibrar la generación y la demanda. En el caso específico que estamos analizando, la central hidráulica es la que ofrece el último megavatio de potencia requerido, por lo tanto, el

agregador oferta su energía al costo marginal establecido por dicha central. Este enfoque de despacho estratégico permite optimizar los costos y garantizar un balance eficiente entre la generación y la demanda de energía eléctrica.

Gracias a la incorporación de la flexibilidad de carga a través de los contratos LC y DDL, el agregador logra obtener un beneficio económico de \$303 en comparación con el escenario en el que no se contaba con ninguna FD y, por ende, no se obtenía ninguna ganancia al no participar en los mercados eléctricos.

Escenario 2 (Indisponibilidad de los contratos de RD)



Figura 7-14. Consideraciones para la construcción del escenario 2

El escenario 2 contempla situaciones en las cuales el agregador no cuenta con uno de los contratos, ya sea del día anterior (DA) o en tiempo real (RT). Además, se considera que existe una alta incertidumbre en cuanto a los recursos primarios de las centrales renovables como se puede ver en la Figura 7-14. Este efecto se refleja en las curvas de generación de estas centrales en diferentes horas del día. Como resultado, el agregador dispone de menos recursos disponibles para mantener el equilibrio en el sistema eléctrico.

La falta de disponibilidad de los contratos se aplica, en primera instancia, a los contratos del Mercado Diario (DA) y luego a los contratos en tiempo real (RT). Esta limitación implica que el agregador debe enfrentar mayores desafíos para proporcionar el balance necesario en el sistema eléctrico, debido a la reducción en los recursos disponibles.

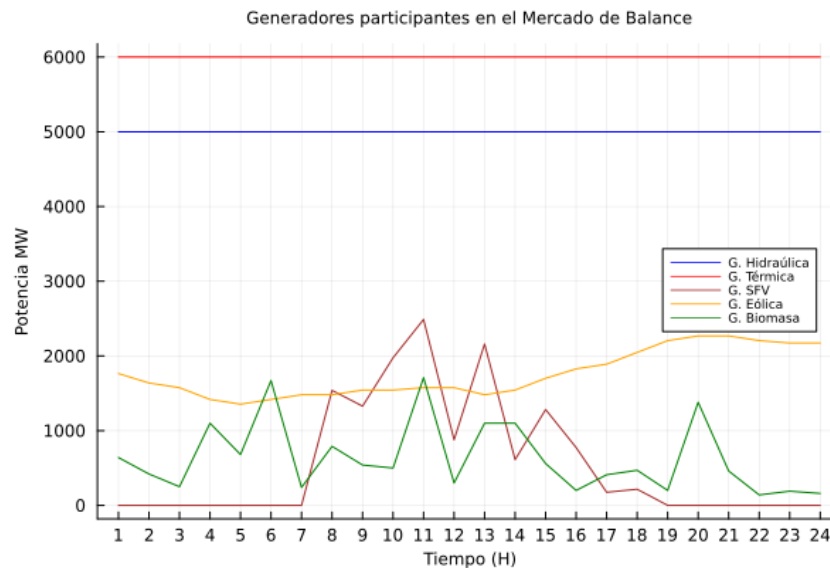


Figura 7-15. Variación de las condiciones climáticas y su efecto en las curvas de generación de las energías renovables.

Indisponibilidad de los contratos del DA.

A través de la simulación realizada, se ha determinado que los despachos de contratos en tiempo real (RT) no experimentan cambios en sus horarios de despacho. Sin embargo, la falta de disponibilidad de contratos del día anterior tiene un impacto directo en el beneficio del agregador. En comparación con el caso anterior, el agregador ahora obtiene un beneficio de solo \$23, lo que representa una disminución del 92,4%.

Estos resultados indican que la ausencia de contratos del día anterior afecta negativamente la capacidad del agregador para generar beneficios significativos. Es importante tener en cuenta esta variación en el beneficio al analizar y evaluar el rendimiento del sistema bajo estas circunstancias. El agregador debe considerar estrategias alternativas para maximizar su beneficio económico en situaciones en las que no dispone de contratos del día anterior.

Indisponibilidad de los contratos de RT.

Durante el análisis de esta contingencia particular, se ha determinado que el despacho de los contratos de Liquidación por Corte (LC) no experimenta modificaciones y se mantiene igual que en el escenario 1. Sin embargo, debido a la incapacidad del agregador para participar en el mercado de balance, su beneficio se ve reducido. En este caso, el agregador logra obtener un beneficio de \$280, lo cual representa una disminución del 7.59% en comparación con el caso base.

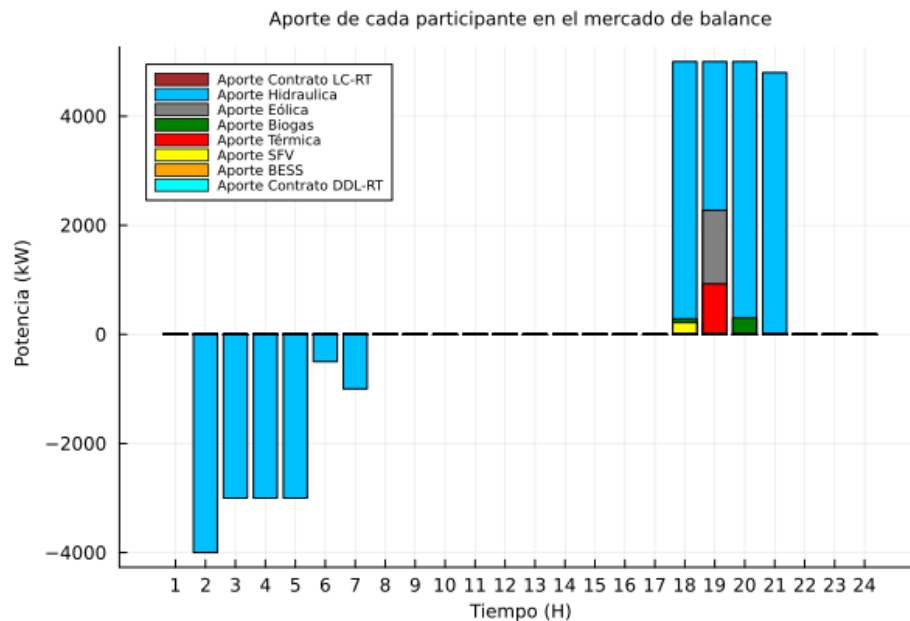


Figura 7-16. Centrales que participan en el mercado de balance sin la presencia de contratos en RT

Es importante destacar que, debido a la indisponibilidad de las fuentes de energía renovable, se observa en la Figura 7-16 un incremento en el número de centrales que participan en el mercado de balance. En la Tabla 7-7 se puede apreciar este aumento, incluso durante las horas pico, donde se suma la entrada de la central térmica con un costo marginal elevado. Este hecho subraya la importancia de los contratos en tiempo real para estabilizar los costos de energía durante el despacho en tiempo real, especialmente en las horas de menor demanda y en las horas de mayor demanda.

En resumen, se evidencia que la falta de participación del agregador en el mercado de balance tiene un impacto directo en su beneficio económico. Asimismo, se destaca la relevancia de los contratos en tiempo real para equilibrar los costos de energía y garantizar un despacho eficiente durante las diferentes horas del día, considerando tanto las horas de menor demanda como las de mayor demanda.

Tabla 7-7. Aporte de los diferentes generadores en el balance energético

Aportes de los diferentes generadores						
Hora	Hidro	Térmica	SFV	Eólica	Biogás	BESS
2:00:00	-100,00%	-	-	-	-	-
3:00:00	-100,00%	-	-	-	-	-
4:00:00	-100,00%	-	-	-	-	-
5:00:00	-100,00%	-	-	-	-	-
6:00:00	-100,00%	-	-	-	-	-
7:00:00	-100,00%	-	-	-	-	-

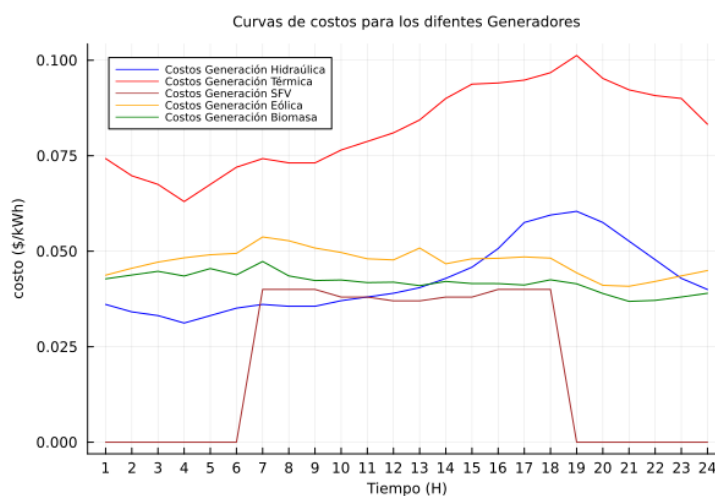
18:00:00	90,91%	-	3,93%	-	5,16%	-
19:00:00	59,52%	11,01%	-	27,08%	2,38%	-
20:00:00	94,34%	-	-	-	5,66%	-
21:00:00	100,00%	-	-	-	-	-

Escenario 3 (Precios Altos)

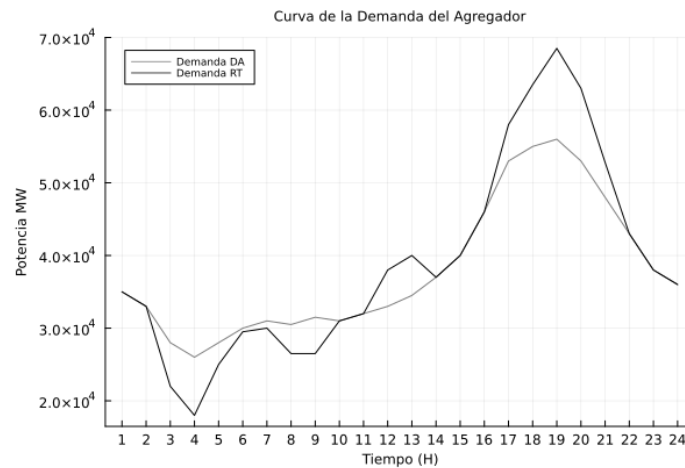


Figura 7-17. Consideraciones para la construcción del escenario 3

En este escenario se presenta una situación extrema en la que la capacidad del sistema se encuentra al límite debido a una combinación de circunstancias temporales y coyunturales que afectan la disponibilidad de las centrales térmicas y se presentan problemas significativos de hidrología. Como resultado, los costos marginales de estas centrales experimentan un aumento considerable. Además, es importante mencionar que la demanda eléctrica presenta cambios abruptos a lo largo de todo el día, estos cambios están directamente correlacionados a los cambios del precio de la energía. En la Figura 7-18 se observan las curvas de costos y demanda del agregador respectivamente.



a)



b)

Figura 7-18. a) Incremento de costos marginales de la central hidráulica y térmica, b) cambios bruscos en el perfil de la demanda del agregador.

Además de las consideraciones antes mencionadas, se han realizado modificaciones en los contratos de FD para permitir una mayor participación del agregador en la compra o venta de energía. La Tabla 7-8 y la Tabla 7-9 muestran los nuevos parámetros técnicos y económicos asociados a cada uno de estos contratos. Asimismo, se ha reducido el costo de venta de energía de las baterías a un valor de 0,04 c\$\$/kW, con el objetivo de analizar el comportamiento del agregador ante estas consideraciones cuyas probabilidades de ocurrencia son relativamente bajas, pero por ello no dejan de ser importantes.

Tabla 7-8. Parámetros contractuales de los diferentes contratos que tiene en agregador en el DA

Carga Industrial	Contratos DDL		Contratos LC		
	P(kW)	Horas de activación	Pmin(kW)	Pmax(kW)	Horas de activación
Continental Tire	1000	2	500	1000	3
Cartopel	500	3	500	2500	1
Petro-La Troncal	1000	1	500	1000	1
Graiman	500	2	500	2000	1
Induglob	500	2	500	1000	3
Plasticos Rival	750	1	500	1500	1
Italpisos	250	4	500	1000	1

Tabla 7-9. Parámetros contractuales de los diferentes contratos que tiene en agregador en RT

Carga Industrial	Contratos DDL		Contratos LC		
	P(kW)	Horas de activación	Pmin(kW)	Pmax(kW)	Horas de activación
Continental Tire	2000	1	500	3000	1

Cartopel	1000	1	500	2500	1
Petro-La Troncal	2000	2	500	2000	3
Graiman	1000	2	500	2500	1
Induglob	500	2	500	2500	1
Plasticos Rival	750	2	500	2500	2
Italpisos	1000	2	500	2500	1

Los resultados obtenidos se representan visualmente en la Figura 7-19, que muestran las horas de despacho de los diferentes contratos. En el caso de los contratos del Mercado Diario (DA), se observa que son despachados tanto en las horas de menor demanda (horas valle) como en las horas de mayor demanda (horas pico). En comparación con el caso base, no se aprecian grandes diferencias en el comportamiento del agregador, ya que este siempre selecciona los puntos donde los costos presentan cambios significativos, ya sean positivos o negativos. Además de las horas valle y las horas pico, es importante considerar otros momentos clave en el despacho de los contratos, como los periodos intermedios con variaciones de precios. El agregador analiza cuidadosamente estos momentos para optimizar su beneficio económico y mantener el equilibrio en el sistema eléctrico. Es fundamental tener en cuenta que la toma de decisiones del agregador se basa en una evaluación constante de los costos y los cambios en la demanda eléctrica a lo largo del día. Este análisis detallado permite al agregador seleccionar estratégicamente los momentos óptimos para despachar los contratos y maximizar su rendimiento en el mercado eléctrico.

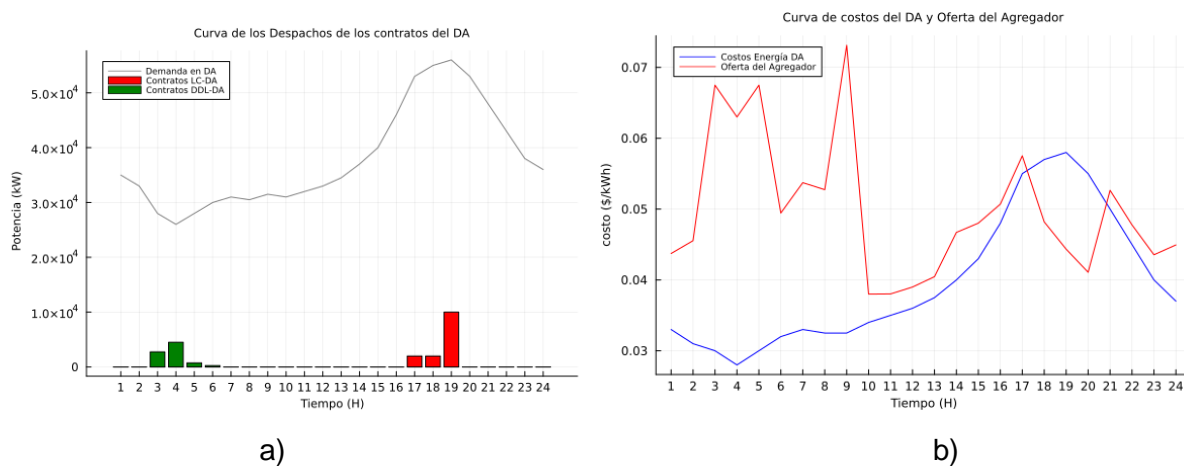


Figura 7-19. a) Despacho de contratos del DA, b) Curva de costos ofertados por el agregador

Tabla 7-10. Porcentajes de participacion de fuentes de generacion en el mercado de balance

Hora	Hidro	Térmica	SFV	Eólica	Biogás	BESS
3:00:00	-11,89%	-	-	-	-	-0,61%
4:00:00	-3,13%	-	-	-	-	-
5:00:00	-83,33%	-	-	-	-	-
6:00:00	-80,00%	-	-	-	-	-
7:00:00	-75,00%	-	-	-	-	-25,00%
8:00:00	-93,75%	-	-	-	-	-6,25%
9:00:00	-95,00%	-	-	-	-	-5,00%
12:00:00	61,00%	-	39,00%	-	-	-
13:00:00	12,73%	-	87,27%	-	-	-
17:00:00	-	-	7,80%	33,76%	8,20%	-
18:00:00	-	-	5,65%	6,47%	5,53%	-
19:00:00	-	-	-	18,40%	1,60%	-
20:00:00	-	-	-	36,00%	13,80%	5,20%
21:00:00	9,76%	-	-	75,00%	9,58%	5,66%

Mediante el análisis de la Tabla 7-10 y la Figura 7-20, se puede examinar detalladamente los resultados obtenidos por las diferentes unidades que conforman el mercado de balance. El caso de estudio analizado revela una amplia participación de diversos tipos de centrales eléctricas, abarcando desde aquellas de bajo costo hasta las de mayor inversión. Además, resulta notable la presencia significativa de grupos de baterías en distintas horas del día, lo cual demuestra su relevancia en el equilibrio del sistema.

Es importante destacar un aspecto relevante que requiere especial consideración. Se observa que la central térmica no registra ingresos en ninguna hora del día. Este fenómeno puede atribuirse a la alta disponibilidad que el agregador posee mediante el despacho de contratos, ya que cuenta con un mayor porcentaje de participación y una mayor cantidad de veces que dichos contratos pueden ser despachados. Estos datos se basan en la nueva tabla modificada de los mencionados contratos, la cual refleja su actualización y ajuste a las condiciones del mercado.

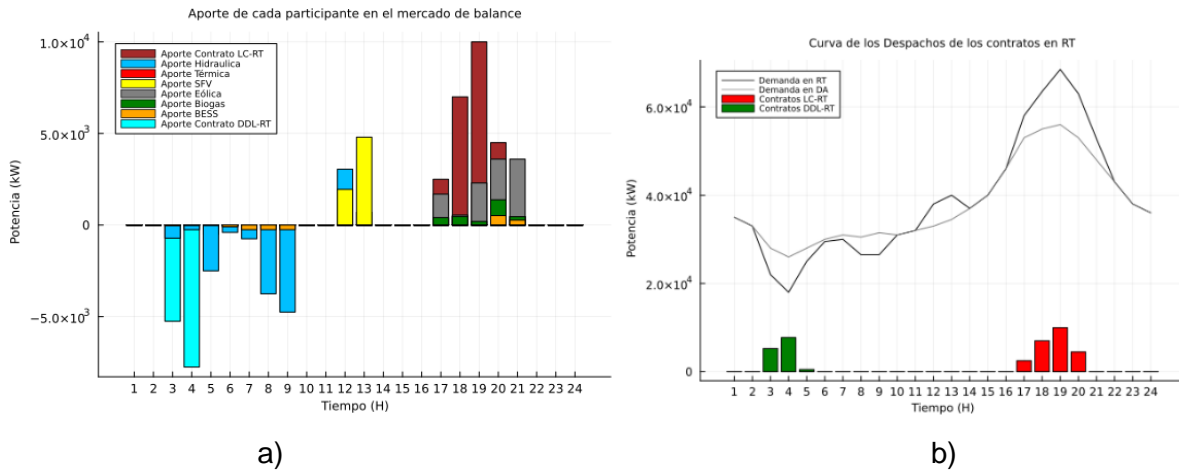


Figura 7-20. a) Despacho de contratos del DA, b) Curva de costos ofertados por el agregador

Al considerar el impacto económico, se evidencia cómo la participación de estas unidades influye en los precios y la estabilidad energética, con implicaciones en la planificación futura del mercado de balance. Asimismo, es crucial examinar el papel de los grupos de baterías en el almacenamiento de energía, permitiendo la integración de fuentes renovables intermitentes y optimizando la operación del sistema. Además, se deben tener en cuenta las políticas y regulaciones vigentes que afectan la participación de las centrales eléctricas y los grupos de baterías, así como los costos de operación y mantenimiento, las proyecciones de demanda y las metas de descarbonización. Estos aspectos en conjunto ofrecen un panorama completo de las consideraciones y oportunidades presentes en el mercado de balance.

Tabla 7-11. Despacho horario de contratos del DA y costos de energía en ese instante

Despacho contratos de DA				
Hora	Contrato	P(kW)	% Portafolio	Cost-Energ (\$/kW)
3:00:00	DDL	2750	61%	0,0375
4:00:00	DDL	4500	100%	0,035
5:00:00	DDL	750	17%	0,039
6:00:00	DDL	250	6%	0,0416
17:00:00	LC	2000	20%	0,07425
18:00:00	LC	2000	20%	0,07695
19:00:00	LC	10000	100%	0,0783

La Tabla 7-11 muestra los momentos en los que se despacharon los contratos del mercado diario (DA) y los costos de energía correspondientes en cada instante. Es notable que los contratos DDL se despachan en diferentes horas del día, cuando los precios de la energía son más bajos. Esta distribución de despachos resulta beneficiosa para el agregador, ya que

evita realizar un único despacho en el momento de menor costo. De lo contrario, se produciría un cambio brusco en la curva de demanda, lo que elevaría significativamente los costos de energía y perjudicaría la estabilidad tanto del mercado como del sistema eléctrico. Es importante recordar que este objetivo mencionado anteriormente fue planteado en la función objetivo como parte de los esfuerzos por mantener un mercado estable.

Tabla 7-12. Despacho horario de contratos de RT y oferta del agregador

Despacho contratos de RT					
Hora	Contrato	P(kW)	% Portafolio	Costo-Energía (\$/kW)	Oferta-Agregador
3:00:00	DDL	5250	64%	0,0375	0,0675
4:00:00	DDL	7750	94%	0,035	0,063
5:00:00	DDL	500	6%	0,039	0,0675
17:00:00	LC	2500	14,29%	0,07425	0,057
18:00:00	LC	7000	40,00%	0,07695	0,048
19:00:00	LC	10000	57,14%	0,0783	0,044
20:00:00	LC	4500	25,71%	0,07425	0,041

La Tabla 7-12 proporciona una visión clara del despacho horario de los contratos en tiempo real (RT) y las ofertas a las que el agregador puede vender energía en esos momentos específicos. Se observa que los costos ofertados están directamente relacionados con los costos marginales de la última unidad de generación que equilibra el sistema. Es decir, el agregador ofrece energía al costo marginal de la unidad de generación que, en ausencia de su participación, tendría el mismo impacto en la estabilidad de la ecuación "Generación = Demanda". Para cada hora del día, el agregador realiza ofertas de energía al costo marginal de esa central de generación. Además, durante las horas valle, el agregador ofrece la compra de energía a un precio más alto, ya que al adquirir energía, la curva de demanda tiende a suavizarse, lo que proporciona una mayor estabilidad en el mercado y sistema eléctrico. En cuanto a las horas de mayor demanda (horas pico), el agregador reduce la energía suministrada en momentos en los que hay una gran variación con respecto a la curva de demanda del día anterior. No necesariamente reduce en el momento de mayor costo, sino que la activación de los contratos se lleva a cabo de manera estratégica, buscando obtener beneficios sin explotar la situación.

En cuanto al beneficio obtenido por el agregador en este escenario, se registra una ganancia de \$412,98, lo cual representa un aumento del 36% en comparación con el caso base. Este resultado nos lleva a la conclusión de que el beneficio del agregador está estrechamente relacionado con los costos de energía del mercado diario (DA), los costos marginales de las

unidades de generación participantes y los recursos disponibles para el agregador. Es importante destacar que los costos de energía del mercado diario fluctúan en función de la oferta y la demanda, lo cual tiene un impacto directo en el beneficio del agregador. Así mismo, los costos marginales de las unidades de generación participantes determinan el precio al cual el agregador puede ofertar su energía, lo que influye en su beneficio final. Además, los recursos disponibles para el agregador, como la capacidad de generación, el almacenamiento de energía y la gestión de la demanda, desempeñan un papel crucial en su capacidad para obtener beneficios en el mercado.

En resumen, el beneficio del agregador en este escenario se ve influenciado por los costos de energía del mercado diario, los costos marginales de las unidades de generación, así como por los recursos disponibles y las estrategias empleadas. Estos factores se entrelazan para determinar el resultado financiero del agregador y su contribución al funcionamiento del mercado de energía.

Escenario 4 (Precios Altos en horas pico)



Figura 7-21. Consideraciones para la construcción del escenario 4

El análisis de este escenario contempla una situación particular en el mercado eléctrico, caracterizado por cambios significativos en los precios durante las horas de mayor demanda, mientras que el resto del periodo se mantiene estable. Además, se considera la variación de los recursos primarios en las centrales renovables, lo cual se refleja en las curvas de generación horaria y en los costos marginales asociados a estas centrales. Es importante destacar que este escenario se centra en aquellos días en los que los consumidores tienen una alta actividad en el uso de dispositivos eléctricos y, al mismo tiempo, las condiciones climáticas no favorecen la producción de energía renovable. Estos factores combinados tienen un impacto significativo en la dinámica del mercado, generando cambios en los precios y costos de generación de energía eléctrica. La Figura 7-22 muestra de manera visual las curvas de generación horaria, los costos de generación y la curva de demanda agregada. Es importante destacar que el agregador está limitado en términos de flexibilidad, ya que debe cumplir con los contratos establecidos en el escenario 1. Además, se considera un costo marginal de 0,06 \$/kW para la compra o venta de energía en el caso de las baterías. Estos elementos son relevantes para comprender el contexto en el que se desenvuelve el agregador y cómo influyen en su capacidad para tomar decisiones estratégicas en el mercado eléctrico.

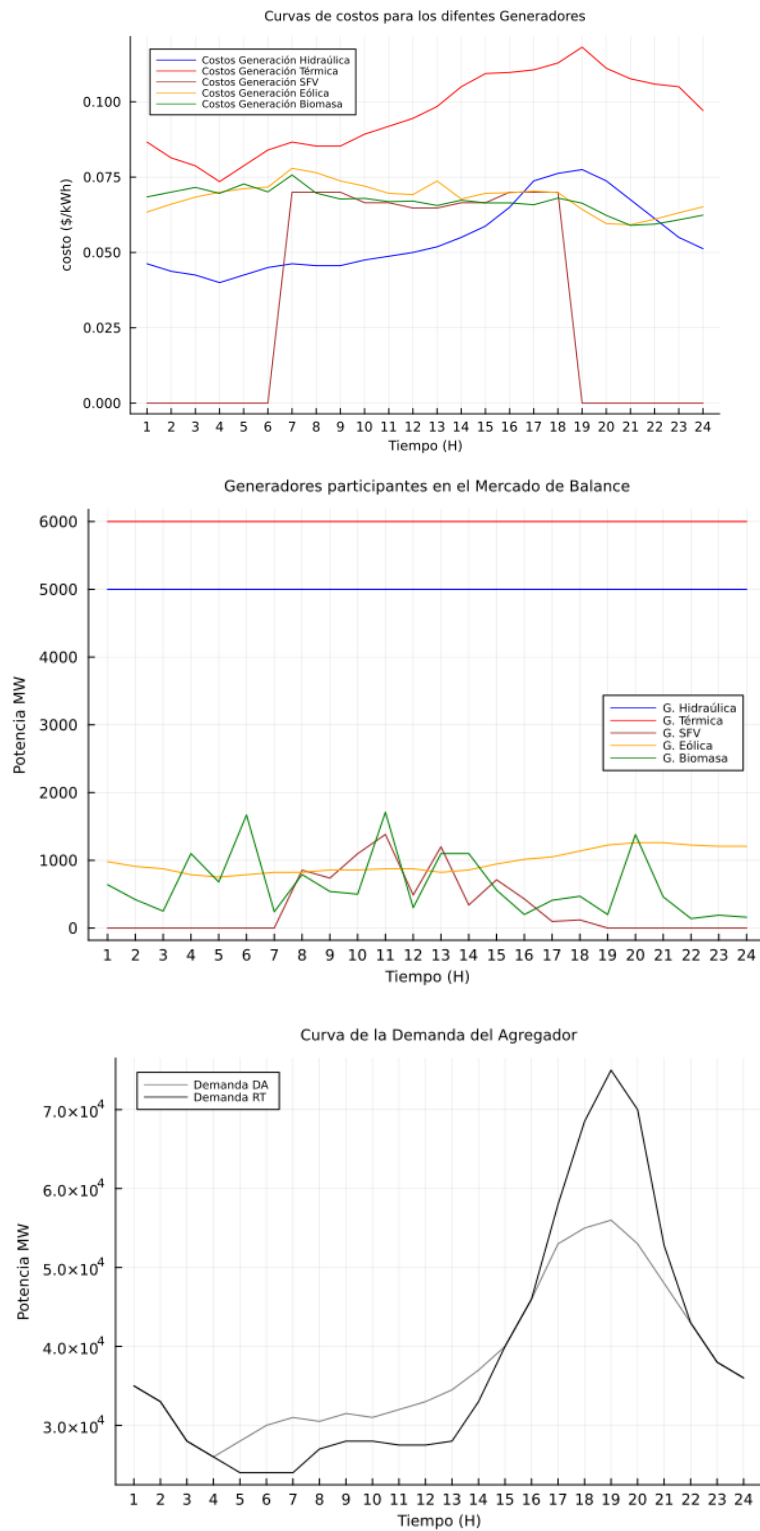


Figura 7-22. Características técnicas y económicas del escenario formulado

Inicialmente, debido a las particularidades de la demanda, el modelo del agregador no logró encontrar una solución óptima para el problema planteado. Como resultado, se decidió otorgar una mayor flexibilidad a los contratos de la demanda (LC) en tiempo real, aumentando el límite máximo de potencia asignado en el caso base de 1 kW a 2000 kW. Estas

modificaciones permitieron que el modelo obtuviera una solución óptima, cuyos resultados se presentan a continuación. Estas adaptaciones en los contratos de la demanda han sido fundamentales para ajustarse a las necesidades cambiantes del sistema y lograr una respuesta más adecuada a las variaciones en la demanda eléctrica.

Los resultados obtenidos que se presentan en la Figura 7-23 revelan un comportamiento consistente en el despacho de los contratos del DA. En el caso de los contratos LC, todos son despachados simultáneamente en la hora de menor costo de energía, mientras que en el caso de los contratos LC se despachan en la hora de mayor costo. En cuanto al despacho de los contratos en tiempo real (RT), se observa un ligero cambio en las horas de despacho, pero aún se mantienen cerca de los momentos de mayor demanda, donde los precios son más altos. La curva de costos de ofertas del agregador no presenta cambios bruscos en las horas en las que la demanda tiene un comportamiento suave. Sin embargo, cuando la demanda experimenta un incremento repentino, la curva tiene un efecto contrario, los precios de las ofertas del agregador disminuyen. Sin embargo, debido a la limitada flexibilidad de la carga y a la disponibilidad limitada de generación por parte de las energías renovables en las horas pico, así como a los altos costos marginales, los precios de la energía se incrementan abruptamente durante las horas de mayor demanda. En este escenario, el agregador no tiene otra opción que ofertar al precio de la unidad más costosa que proporciona el último kilovatio de balance necesario.

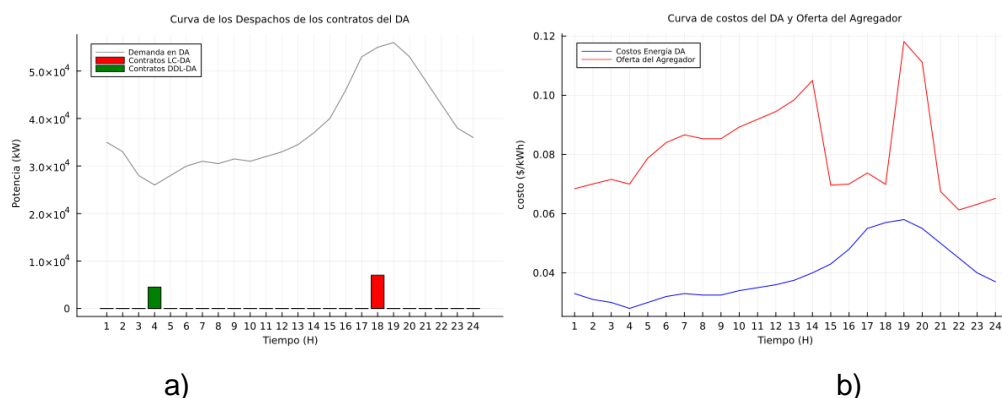


Figura 7-23. a) Despacho de contratos del DA, b) Curva de costos ofertados por el agregador

Al analizar la participación de las unidades de generación en el mercado de balance, se observa, según se muestra en la Figura 7-24, un destacado papel desempeñado por la central hidráulica en las horas con desbalance negativo, acompañada de una leve participación de las baterías. Sin embargo, durante las horas pico, se aprecia una amplia contribución de diversas centrales, incluyendo una notable presencia de las centrales térmicas en momentos críticos de alta demanda. Este fenómeno respalda el comportamiento abrupto de la oferta del

agregador al fijar los precios de venta de energía. Estas condiciones se deben a la limitada FD y a los elevados costos marginales asociados a las distintas centrales de generación. La combinación de estos factores influye en la dinámica del mercado y en la toma de decisiones estratégicas del agregador para equilibrar la oferta y la demanda de energía eléctrica.

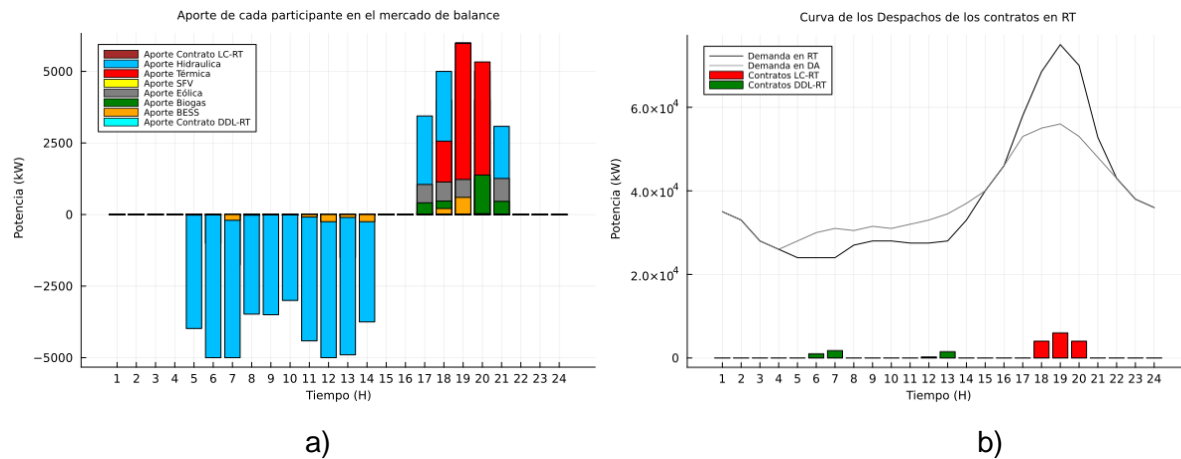


Figura 7-24. a) Participación de las unidades de generación en el mercado de balance, b) Despacho de los contratos de RT.

Tabla 7-13. Despacho de contratos en RT y las ofertas del agregador

Despacho contratos de RT					
Hora	Contrato	P(kW)	% Portafolio	Costo-Energía (\$/kW)	Oferta- Agregador
6:00:00	DDL	1000	22%	0,032	0,084
7:00:00	DDL	1750	39%	0,033	0,086
12:00:00	DDL	250	6%	0,036	0,0945
13:00:00	DDL	1500	33%	0,0375	0,098
18:00:00	LC	4000	28,57%	0,0741	0,069
19:00:00	LC	6000	42,86%	0,068	0,118
20:00:00	LC	4000	28,57%	0,055	0,111

Según se puede apreciar en la Tabla 7-14, durante las horas matutinas con desbalances negativos, se realiza la oferta de energía de acuerdo al costo marginal de la central térmica. Esto se debe a la falta de disponibilidad de otras centrales de generación que puedan proveer energía a un costo más económico en dichas horas. Se observa una ligera reducción en el precio de oferta de energía a las 18:00 horas, momento en el cual la central eólica se encuentra marginando. Sin embargo, durante el resto de las horas pico, es la central térmica la que establece el precio de oferta de energía. Estos datos evidencian la dinámica de

participación de las distintas unidades de generación en función de sus costos marginales y la disponibilidad de recursos en cada periodo horario.

Tabla 7-14. Porcentajes de participación de las centrales de generación para cubrir los desbalances de la demanda agregada

Hora	Hidro	Térmica	SFV	Eólica	Biogás	BESS
5:00:00	-99,50%	-	-	-	-	-0,50%
6:00:00	-83,33%	-	-	-	-	-
7:00:00	-71,43%	-	-	-	-0,71%	-2,86%
8:00:00	-99,37%	-	-	-	-	-0,63%
9:00:00	- 100,00%	-	-	-	-	-
10:00:00	- 100,00%	-	-	-	-	-
11:00:00	-98,07%	-	-	-	-	-0,82%
12:00:00	-90,91%	-	-	-	-	-4,55%
13:00:00	-75,38%	-	-	-	-	-1,54%
14:00:00	-93,75%	-	-	-	-	-6,25%
17:00:00	68,85%	-	1,95%	21,00%	8,20%	-
18:00:00	37,04%	18,98%	0,89%	8,43%	3,48%	1,56%
19:00:00	26,32%	31,45%	-	6,45%	1,05%	3,16%
20:00:00	29,41%	31,35%	-	7,41%	8,12%	0,18%
21:00:00	64,17%	0,00%	-	26,25%	9,58%	-

En este escenario, el agregador logra obtener el mayor beneficio en comparación con los demás escenarios analizados, alcanzando un valor monetario de \$1418,64. Esto representa un aumento significativo del 468,19% en comparación con el caso base, es decir, más de cuatro veces el beneficio obtenido en dicho caso. Estos resultados resaltan la fuerte influencia que tienen los costos marginales de los competidores y los precios de cierre del mercado en el beneficio del agregador. Es importante destacar que, en el escenario 3, el agregador cuenta con una mayor flexibilidad en la gestión de la demanda. Sin embargo, incluso con esta mayor flexibilidad, el beneficio obtenido en este escenario no se compara con el logrado en el escenario actual. Esto subraya la importancia crucial de los costos marginales y la disponibilidad de las centrales convencionales y no convencionales en el éxito y el rendimiento óptimo del agregador.

Los costos marginales de las diferentes fuentes de generación juegan un papel determinante en la estrategia de oferta y en la maximización del beneficio del agregador. Además, la

disponibilidad de las centrales convencionales y no convencionales en momentos clave, como las horas pico de alta demanda, también influye significativamente en la capacidad del agregador para aprovechar oportunidades de beneficio. Por lo tanto, el monitoreo y la gestión eficiente de los costos marginales y la disponibilidad de las centrales se convierten en elementos esenciales para el éxito y la rentabilidad del agregador en el mercado energético.

7.3.3. Análisis Técnico -Económico de los escenarios planteados.

En la Tabla 7-15 se presentan las características principales de los escenarios formulados, junto con el valor monetario obtenido por el agregador. Se destaca que el escenario número 2 genera el beneficio mínimo, ya que en este caso no existen contratos del DA que el agregador pueda despachar. Por lo tanto, no puede participar en la oferta o compra de energía. La ausencia de contratos en tiempo real (RT) resulta en una ligera reducción en comparación con el caso base, como era de esperar, pero su impacto no es significativo en comparación con la ausencia de contratos del mercado diario.

Tabla 7-15. Resumen de los resultados obtenidos para los diferentes escenarios planteados

Escenario	Costo/Energía	Flexibilidad de la Demanda	Costos Marginales	Condiciones Ambientales	Variación de la Demanda	Beneficio del Agregador (\$)
1	Normal	Bajo	Normales	Estables	Suave	303
2	Normal	Sin contratos del DA	Normales	Inestables	Suave	23
2	Normal	Sin contratos del RT	Normales	Inestables	Suave	280
3	Altos-Todo el periodo	Alto	Altos	Estables	Bruscos	412,98
4	Altos-En horas pico	Moderado	Altos	Inestables	Brusco en horas pico	1418,64

Por otro lado, el mayor beneficio del agregador se obtiene en el escenario 4, donde se alcanza un valor monetario de \$1418,64. Este escenario se caracteriza por la presencia de altos costos marginales y la escasa disponibilidad de los competidores, es decir, de las demás centrales de generación. En este caso, el agregador aprovecha la oportunidad de ofertar energía a precios elevados en las horas de mayor demanda, lo que implica que las unidades más costosas sean marginadas. Este escenario hipotético puede presentarse en sistemas energéticos donde la matriz dependa en gran medida de las condiciones climáticas o de la hidrología local, y las únicas centrales disponibles sean aquellas cuyo recurso primario son los combustibles fósiles, lo que implica costos marginales elevados.

Es importante destacar que estos resultados subrayan la importancia de los costos marginales y la disponibilidad de las centrales convencionales y no convencionales en el

beneficio obtenido por el agregador. En situaciones donde las condiciones climáticas o de recursos primarios limitan la disponibilidad de fuentes de energía más económicas, como las renovables, las centrales térmicas pueden desempeñar un papel crucial. Sin embargo, debido a sus altos costos marginales, la estrategia del agregador se enfoca en maximizar el beneficio en las horas de mayor demanda, aprovechando la escasa disponibilidad de otras centrales y ofertando energía a precios más altos.

En conclusión, el análisis de los diferentes escenarios resalta la importancia de considerar los contratos del mercado diario, los costos marginales y la disponibilidad de las centrales en la estrategia y beneficio del agregador. La comprensión de estos factores y su impacto en el mercado energético permite al agregador tomar decisiones estratégicas para maximizar su beneficio en entornos donde existen limitaciones en la generación de energía y se depende en gran medida de fuentes de combustibles fósiles.

7.4. Simulación con la herramienta OpenDSS

El agente agregador debe conocer las condiciones de la red, para este análisis, a través del uso de la herramienta OpenDSS (simulador de sistemas eléctricos de distribución), se modela y simula una parte de la red de la Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica, en el que se integra generación distribuida a través de generadores eólicos, solares y acumuladores de energía para analizar el comportamiento de la red.

OpenDSS (Open Distribution System Simulator) es desarrollado por Electric Power Research Institute (EPRI) como una herramienta integral de simulación de código abierto para sistemas de distribución de servicios eléctricos [80]. OpenDSS se puede utilizar para la planificación y el análisis de sistemas de distribución, análisis de interconexión de generación distribuida, simulaciones anuales, modelado y análisis de almacenamiento y otros estudios [81]. Su objetivo es proporcionar una plataforma de investigación flexible y una base para aplicaciones de distribución especiales como el análisis de GD.

El estudio consiste en analizar el impacto de introducir GD en el sistema, es decir, conociendo las formas de carga anuales en los nodos del sistema y la variación anual de las cargas, el objetivo es estimar los valores de voltaje y las pérdidas de energía resultantes, o la energía anual que se demandará en el sistema después de conectar las unidades de GD y consumidores catalogados como grandes clientes. En la Figura 7-25 se ilustra una estructura de la Micro red a simular.

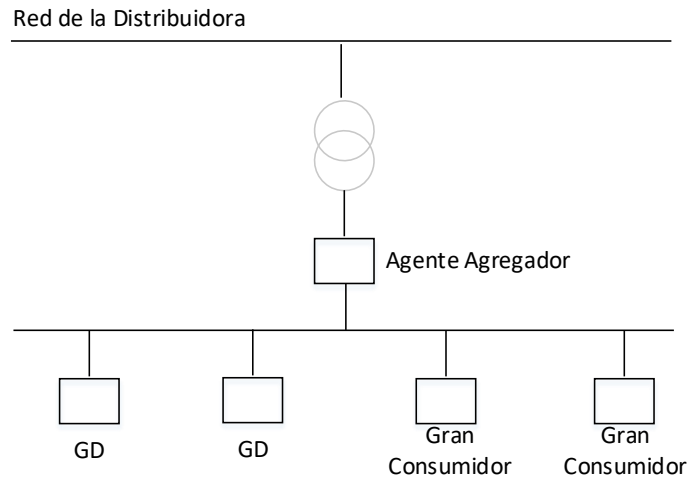


Figura 7-25. Esquema de la Micro red a simular

El sistema alimentador 0427 de la red de CENTROSUR se selecciona como sistema de prueba para este trabajo. Es un sistema trifásico desequilibrado de esquema radial, que originalmente no tiene GD instalada en la red. En la Figura 7-26 se muestra el esquema del circuito 44096 de 22kV sin la implementación de recursos energéticos distribuidos.

Algunos números importantes sobre el sistema se dan a continuación:

- Voltaje nominal del sistema: 22 kV.
- Carga inicial máxima coincidente medida en la subestación: 64 MVA.
- Longitud total de la línea: 24.6 km.

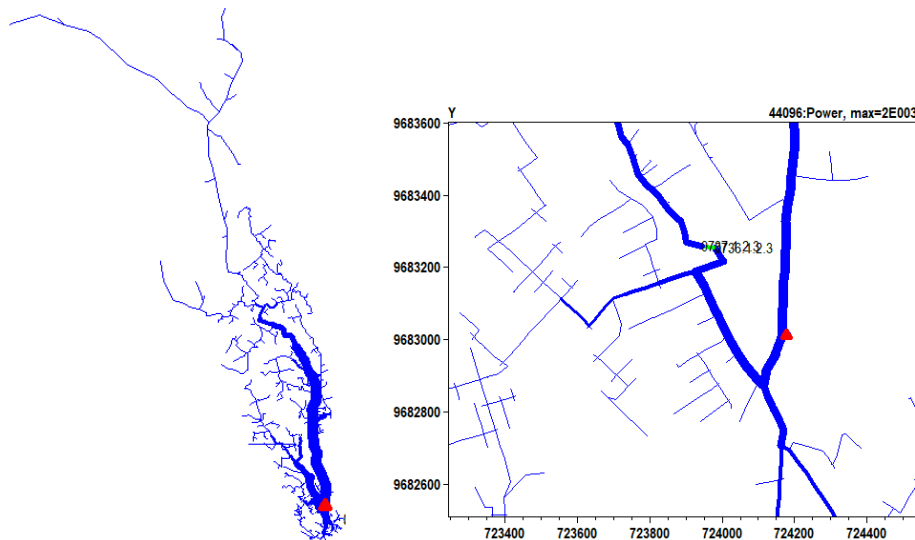


Figura 7-26. Esquema de la red

En la Figura 7-27 se muestra el script del modelado del circuito 44096 de 22kV sin la implementación de recursos energéticos en el software OpenDSS.


```

Clear
New Circuit.44096      bus=sourcebus  phases=3      basekv=22.0
AddBusMarker Bus=sourcebus Code=36 color=Red size=5
Set DefaultBaseFrequency=60

Redirect linecode.dss
Redirect DatosConductores.dss
Redirect Estructuras.dss
Redirect lines.dss
Redirect data_transformers_LV_FV.dss
Redirect loads.dss
Redirect transformers.dss
Redirect Switches.dss
Redirect Loadshapes.dss

Set Voltagebases=[22.0, 0.48, 0.22]
CalcVoltageBases

New energymeter.meter1      Line.MV0HL344      terminal=1
solve
    
```

Figura 7-27. Script del circuito en OpenDSS

En la red se implementan varios consumidores, considerados como grandes clientes, esto se exhibe en la Figura 7-28.

New Load.ELJURI	kW=60	kvar=12	bus1=4211.1.2	phases=3	conn=delta	kV=0.24	status=fixed
New Load.ETAPA	kW=465	kvar=73	bus1=4213.1.2	phases=3	conn=delta	kV=0.24	status=fixed
New Load.ERCO	kW=920	kvar=200	bus1=4216.1.2.3	phases=3	conn=delta	kV=0.22	status=fixed
New Load.MALLDELRI0	kW=62	kvar=13.5	bus1=4218.1.2	phases=3	conn=delta	kV=0.24	status=fixed
New Load.SOLCA	kW=39	kvar=7.4	bus1=4221.1.2	phases=3	conn=delta	kV=0.24	status=fixed
New Load.CARTOPEL	kW=1561	kvar=250	bus1=4224.1.2	phases=3	conn=delta	kV=0.24	status=fixed
New Load.TRANVIA_SE4	kW=14	kvar=0.2	bus1=4226.1.2	phases=3	conn=delta	kV=0.24	status=fixed
New Load.TRANVIA_SE5	kW=14	kvar=0.5	bus1=4228.1.2	phases=3	conn=delta	kV=0.24	status=fixed
New Load.ITALPISOS	kW=469	kvar=71.2	bus1=4230.1.2	phases=3	conn=delta	kV=0.24	status=fixed
New Load.COLINEAL	kW=120	kvar=30	bus1=4234.1.2	phases=3	conn=delta	kV=0.24	status=fixed

Figura 7-28. Carga instalada en el sistema

7.4.1. Resultados de la simulación sin GD

El objeto es identificar qué beneficios se adquiere al incluir GD a la red, se analiza el estado de la red sin GD. En la Figura 7-29 se muestra la potencia activa y reactiva entregada a la red convencional. Con la implementación de recursos distribuidos se busca disminuir las pérdidas de energía, especialmente en las horas pico.

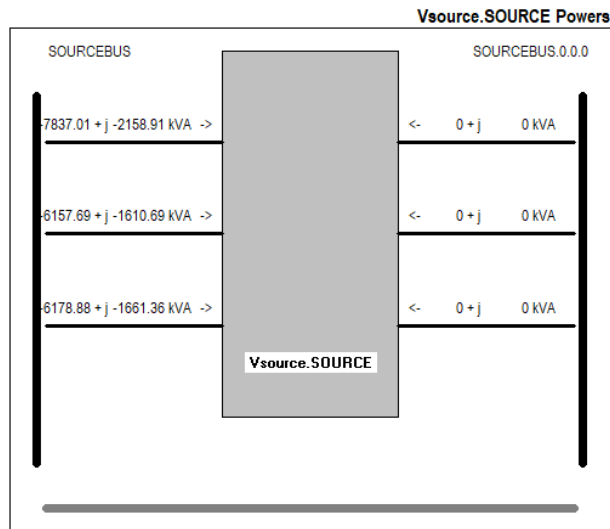


Figura 7-29. Potencia activa y reactiva entregada a la red

Se realiza una simulación en un periodo de 24 horas, se encuentran instalados clientes considerados como grandes consumidores. En la Figura 7-30 (a) se muestra el perfil de carga del gran consumidor ERCO y en la Figura 7-30 (b) del gran consumidor PETROECUADOR.



Figura 7-30. (a) Perfil de carga del gran consumidor ERCO [kW]. (b) Perfil de carga del gran consumidor PETROECUADOR [kW]

En la Figura 7-31 se muestra el perfil de tensiones para cada línea, en donde se puede observar que la tensión mínima en p.u. se produce a 10 km desde su origen.

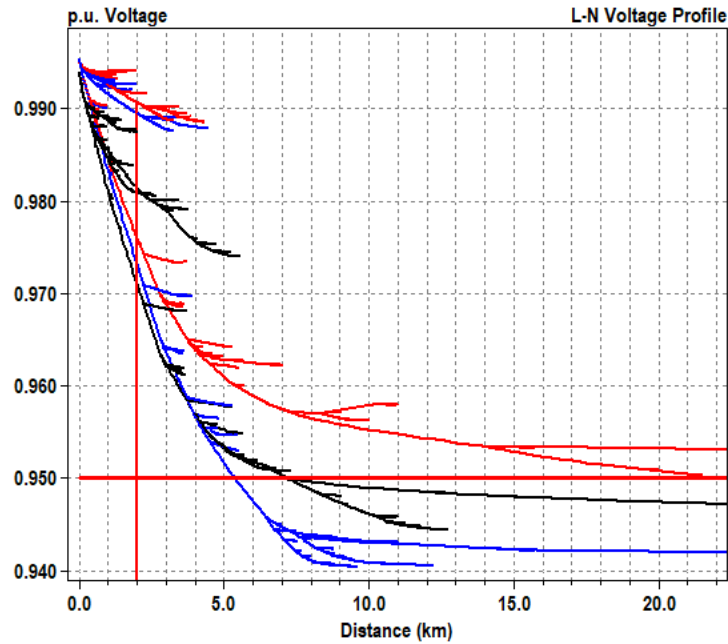


Figura 7-31. Caídas de tensión sin GD

Finalmente, la Figura 7-32 presenta los valores de corriente del sistema simulado, esto antes de realizar la integración de los sistemas distribuidos.

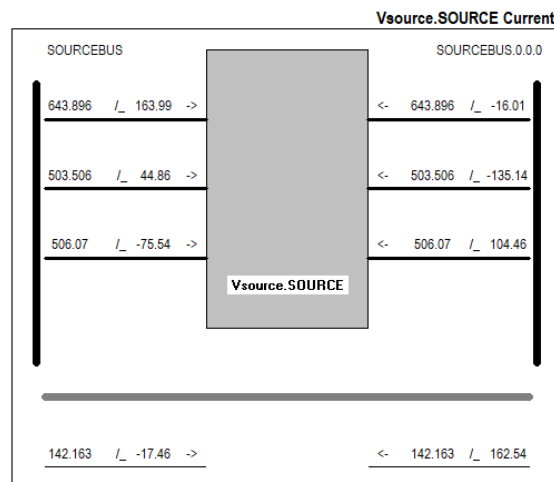


Figura 7-32. Corriente del sistema

7.4.2. Resultados de la simulación con GD

Se adiciona generación distribuida en el sistema, entre generación solar fotovoltaica, generación eólica y baterías de almacenamiento de energía en diferentes nodos de la red, especificando sus capacidades nominales y los buses a los que se conectan según su potencial ubicación con referencia al circuito del alimentador 0427 del operador del sistema de distribución. La producción eólica es esencialmente una perturbación estocástica y la

energía solar contribuye solo durante el día. La Figura 7-33 exhibe el esquema de la red con GD.

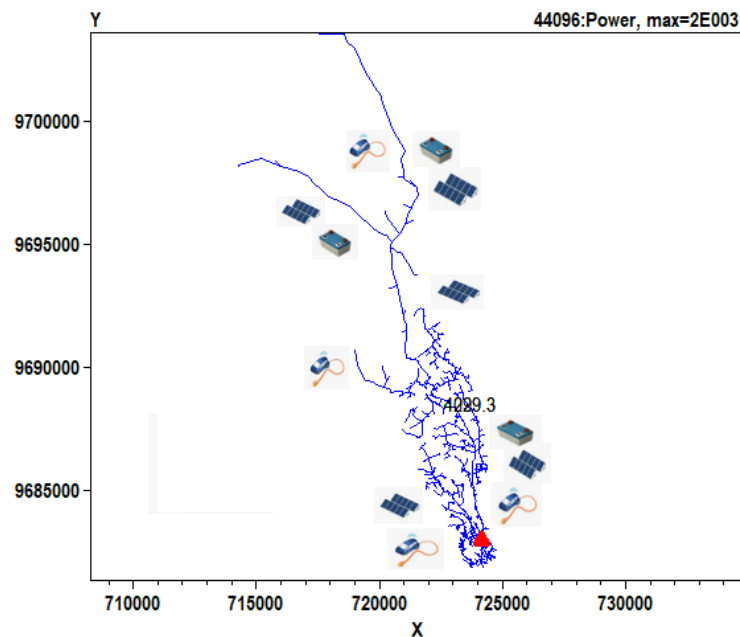


Figura 7-33. Esquema de la red con GD

El sistema solar fotovoltaico se simula con datos tomados de una base de datos histórica, en donde obtiene variables de irradiación en intervalos de 15 minutos. La Figura 7-34 muestra el script del sistema solar implementado.

```
// P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature
// This one is for a Pmpp stated at 25 deg
New XYcurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// efficiency curve is per unit eff vs per unit power
New XYcurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)
New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 20 120 240 247 527 636 526 581 1219 519 44 66 16 0.1858 0 0]

// 24-hr temp shape curve
New Tshape.Mytemp npts=24 interval=1
~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]
```

Figura 7-34. Script del sistema solar fotovoltaico implementado

En el programa se han añadido tres monitores que proporcionan información sobre la simulación con el sistema solar fotovoltaico. La Figura 7-35 muestra la potencia (kW) frente a la hora del día y la tensión frente a la hora del día.

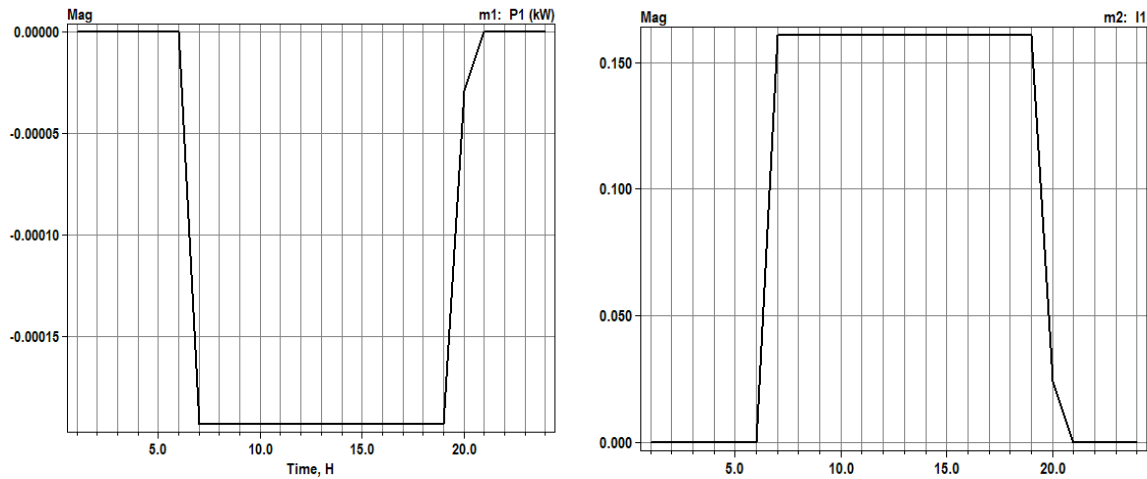


Figura 7-35. Potencia (kW) del sistema fotovoltaico implementado

Adicionalmente se integra sistemas de almacenamiento para la simulación, la salida de potencia activa (kW) y de potencia reactiva (kVAr) de la batería sigue los valores definidos en el LoadShape activo hasta que la batería esté agotada o completa. La batería descarga para valores positivos y carga para los valores negativos del LoadShape, la carga y descarga son proporcionales a la propiedad “kWrated” de la batería. La Figura 7-36 indica el script del sistema de almacenamiento implementado a la red.

```

New Loadshape.DailyShape npts=24 minterval=1
~ mult=[0 0 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 -0.8 -0.9 -0.94 -1 -0.94 0 0 0]
New Storage.Battery phases=3 Bus1=0003.1.2 kV=22.00 kW=250 kWrated=250 kWhrated=1000
~ dispmode=follow daily =dailyshape
set voltagebase =[20.00]
calc
    
```

Figura 7-36. Script del sistema de almacenamiento implementado

La Figura 7-37 presenta la carga y descarga de la batería, obtenida en la simulación.

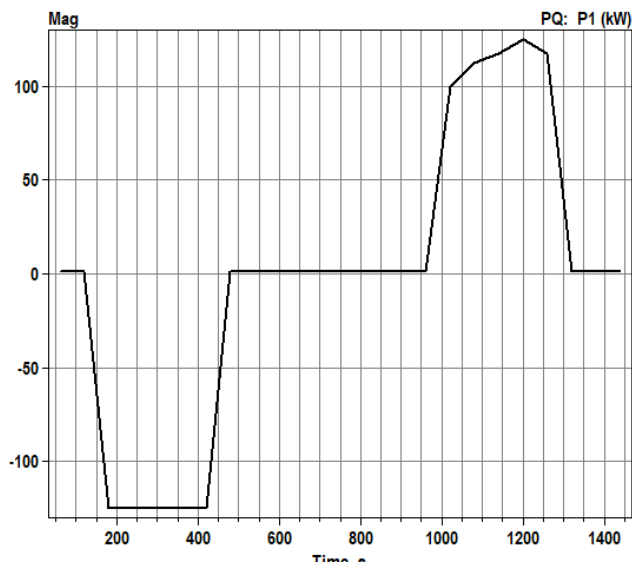


Figura 7-37. Forma de carga y descarga del almacenamiento

En la Figura 7-31 se muestra la caída de tensión que tiene el sistema, que comparando con la Figura 7-38, se aprecia que con GD el sistema sufre menor caída de tensión en los nodos.

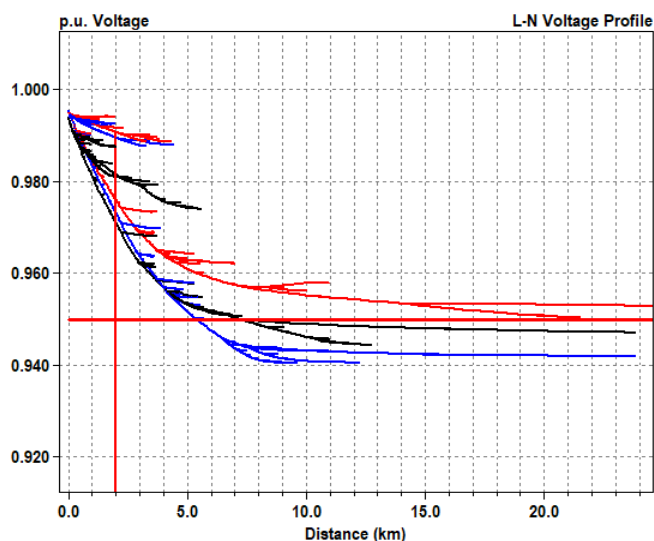


Figura 7-38. Caídas de tensión con GD

7.4.3. Comparación de resultados

El agregador de demanda busca maximizar sus beneficios en términos económicos, cumpliendo con los códigos de red dentro de los requisitos operativos y técnicos del sistema; es decir, cumple el primer principio de balance del sistema eléctrico de potencia, en el que la generación tiene que ser igual a la demanda más las pérdidas. En este sentido, se realiza la simulación utilizando la herramienta de análisis de sistemas de distribución “OpenDSS” y se determinan los beneficios de contar con generación distribuida en el sistema.

En la Tabla 7-16 se muestran los resultados de la simulación del sistema sin y con generación distribuida, los resultados indican que al instalar GD en la red se obtienen beneficios como, reducción de caídas de voltaje; Por ejemplo, sin GD el voltaje de menor magnitud obtenido fue de 0.85 p.u., lo que representa el 15% de caída de voltaje, caso contrario se observa al contar con GD, la magnitud de voltaje mínimo obtenida fue de 0.94 p.u., aproximadamente un 6% de caída de voltaje.

Situación similar sucede con las pérdidas de energía, sin GD se tiene 842 kWh de pérdidas de energía, sin embargo al tener GD la red obtuvo 114 kWh de pérdidas de energía.

Por otro lado, se observa una redistribución en el sistema de la energía reactiva, favoreciendo la eficiencia de la energía útil.

Tabla 7-16. Comparación de resultados

Sin GD	Con GD
<ul style="list-style-type: none"> • Max pu. voltage = 0.99539 • Min pu. voltage = 0.85122 • Total Active Power: 20.17 MWh • Total Reactive Power: 5.43 MVarh • Total Active Losses: 0.842878 MWh, (4.17 %) • Total Reactive Losses: 1.50 MVarh 	<ul style="list-style-type: none"> • Max pu. voltage = 1.0004 • Min pu. voltage = 0.94492 • Total Active Power: 8.72 MWh • Total Reactive Power: 0.09 MVarh • Total Active Losses: 0.114095 MWh, (1.30 %) • Total Reactive Losses: 0.35 MVarh

8. Conclusiones

Agregador y la flexibilidad en la demanda.

La flexibilidad en la demanda es de vital importancia para el beneficio económico del modelo Agregador, al permitir que los consumidores ajusten su consumo de energía en respuesta a las fluctuaciones en la oferta y la demanda. La flexibilidad en la demanda brinda al Agregador la capacidad de equilibrar la red eléctrica de manera eficiente y maximizar el uso de fuentes de energía renovable.

La flexibilidad en la demanda permite al Agregador desplazar la demanda de energía hacia períodos de baja demanda o alta generación renovable, lo que ayuda a evitar el desperdicio de energía y reducir los costos asociados con la generación y el almacenamiento de energía adicional. Además, la flexibilidad en la demanda también puede ayudar a reducir la necesidad de inversiones costosas en infraestructura eléctrica, ya que el Agregador puede utilizar la demanda flexible para equilibrar la oferta y la demanda en lugar de construir nuevas centrales eléctricas o líneas de transmisión. Esto puede resultar en ahorros significativos para el sistema eléctrico en su conjunto y, en última instancia, se traduce en beneficios económicos para los consumidores.

De manera general, al permitir que los consumidores ajusten su consumo de energía de acuerdo con las necesidades de la red eléctrica, la flexibilidad en la demanda se convierte en un componente clave para el éxito del modelo Agregador. No solo contribuye a la integración efectiva de fuentes de energía renovable, sino que también proporciona beneficios económicos al optimizar el uso de la infraestructura existente y reducir los costos asociados con la generación y el almacenamiento de energía. Al ofrecer incentivos financieros o tarifas flexibles, el Agregador puede alentar a los consumidores a utilizar energía en momentos más óptimos, como durante las horas pico de generación renovable o cuando los precios de la electricidad son más bajos.

Costos marginales y disponibilidad de los competidores (unidades de generación).

Los costos marginales y la disponibilidad de los competidores, es decir, las unidades de generación, tienen un impacto significativo en el rendimiento del modelo Agregador. Estos factores son determinantes en la capacidad del Agregador para obtener beneficios económicos y brindar un suministro de energía confiable y rentable.

Los costos marginales de los competidores son cruciales para el Agregador, ya que afectan directamente el precio al que puede comprar energía. Si los costos marginales de las unidades de generación son altos, es probable que el precio de la energía en el mercado sea elevado. En este escenario, el Agregador puede encontrar dificultades para obtener energía

a precios competitivos, lo que afectaría su capacidad para ofrecer tarifas atractivas a los consumidores y generar beneficios económicos. Además, la disponibilidad de los competidores también juega un papel fundamental en el rendimiento del Agregador. Si las unidades de generación no están disponibles debido a fallas, mantenimiento programado u otras razones, se reduce la capacidad del Agregador para obtener suficiente energía para satisfacer la demanda de los consumidores. Esto puede resultar en interrupciones del suministro o la necesidad de recurrir a fuentes de energía más costosas, lo que impacta negativamente en la rentabilidad del Agregador. Por lo tanto, es crucial para el Agregador tener una buena comprensión de los costos marginales y la disponibilidad de los competidores en el mercado energético. Esto le permitirá tomar decisiones estratégicas informadas, como la selección de los momentos oportunos para comprar energía y la diversificación de las fuentes de generación, con el fin de optimizar el rendimiento económico del modelo Agregador y brindar un suministro confiable y rentable a los consumidores.

Incorporación de las energías renovables y el almacenamiento de energía.

La incorporación de energías renovables, como la solar y la eólica, en el modelo Agregador contribuye a reducir la dependencia de fuentes de energía convencional y no renovable. Estas energías limpias generan electricidad de manera sostenible, sin emisiones de gases de efecto invernadero ni contaminantes atmosféricos. Al aprovechar al máximo el potencial de las energías renovables, el Agregador puede disminuir la huella ambiental del sistema eléctrico y promover la transición hacia una economía baja en carbono. Además, el almacenamiento de energía es una pieza clave para optimizar la utilización de las energías renovables en el modelo Agregador. Permite capturar y almacenar el exceso de energía generada en momentos de alta producción renovable y liberarla cuando la demanda es alta o la generación renovable es limitada. Esto garantiza una mayor flexibilidad y estabilidad en la gestión de la red eléctrica, al tiempo que maximiza la utilización de la energía renovable disponible y minimiza los costos asociados con la generación convencional.

La combinación de energías renovables y almacenamiento de energía proporciona al Agregador una mayor capacidad para gestionar la variabilidad y la intermitencia de las fuentes renovables. Al equilibrar de manera efectiva la oferta y la demanda de energía, el Agregador puede optimizar la utilización de las fuentes renovables y minimizar la necesidad de recurrir a fuentes de generación más costosas y contaminantes.

Importancia del equilibrio del mercado eléctrico y la operación del sistema.

El equilibrio del mercado eléctrico y la operación del sistema eléctrico son vitales para el modelo Agregador. Mantener este equilibrio asegura un suministro confiable de energía, eficiencia en la asignación de recursos, integración exitosa de fuentes renovables y

estabilidad del sistema. El Agregador coordina la oferta y la demanda, evitando apagones y garantizando la continuidad del suministro eléctrico. Además, promueve una asignación eficiente de recursos al establecer precios justos y competitivos. También juega un papel clave en la integración de energías renovables al gestionar su variabilidad e intermitencia. Mantener el equilibrio del mercado y la operación del sistema eléctrico asegura la estabilidad, seguridad y resiliencia del sistema eléctrico. En definitiva, el Agregador contribuye a una transición hacia un sistema energético más sostenible y confiable para beneficio de consumidores, la economía y el medio ambiente.

Rendimiento del modelo.

El tamaño de las variables en este problema MILP (Mixed Integer Linear Programming) se incrementa debido a la inclusión explícita de las variables duales del problema inferior en la formulación. Además, se requiere la introducción de nuevas variables binarias para la linealización de las restricciones de holguras complementarias. Esta expansión en la cantidad de variables es necesaria para abordar de manera adecuada la complejidad del problema y permitir una solución óptima. Aunque puede resultar en un mayor número de variables a considerar, esta ampliación proporciona una representación más completa y precisa del sistema, lo que a su vez contribuye a obtener soluciones más precisas y eficientes. El uso de las variables duales permite capturar las condiciones de optimización del problema inferior, mientras que las variables binarias aseguran la correcta formulación de las restricciones y simplifican su resolución. De manera general, aunque el aumento en el número de variables pueda parecer desafiante, estas adiciones son fundamentales para lograr una formulación precisa y efectiva del problema MILP logrando encontrar un óptimo global del problema.

Referencias

- A. Angioni *et al.*, “A distributed automation architecture for distribution networks, from design to implementation,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 15, pp. 3–13, 2018.
- L. P. Qian, Y. J. A. Zhang, J. Huang, and Y. Wu, “Demand Response Management via Real-Time Electricity Price Control in Smart Grids,” *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, vol. 31, no. 7, pp. 1268–1280, 2013.
- ARCERNNR, “Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas,” Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables.
- MERNNR, “Plan maestro de Electrificación 2016-2025,” Consejo Nacional de Electricidad.
- D. Peña, *Análisis multivariante de datos*. McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2002.
- M. Stötzer, I. Hauer, M. Richter, and Z. A. Styczynski, “Potential of demand side integration to maximize use of renewable energy sources in Germany,” *Appl. Energy*, vol. 146, pp. 344–352, 2015.
- M. Alcázar-Ortega, C. Calpe, T. Theisen, and J. Rodríguez-García, “Certification prerequisites for activities related to the trading of demand response resources,” *Energy*, vol. 93, pp. 705–715, 2015.
- J.-S. Chou, N.-T. Ngo, W. K. Chong, and G. E. Gibson, “16 - Big data analytics and cloud computing for sustainable building energy efficiency,” in *Start-Up Creation*, F. Pacheco-Torgal, E. Rasmussen, C.-G. Granqvist, V. Ivanov, A. Kaklauskas, and S. Makonin, Eds. Woodhead Publishing, 2016, pp. 397–412.
- M. Juan, “Participación de un agregador en el mercado diario de electricidad,” Universidad Carlos III de Madrid, 2016.
- M. Figueroa and J. Pintado, “Metodología para el pronóstico de la compra de energía en una empresa distribuidora basado en estudios de planificación en el corto y mediano plazo,” Universidad Politécnica Salesiana, 2021.
- J. Lozano, J. Luyo, and Y. Molina, “El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización,” *Rev. Tec.*, vol. 28, 2018.
- S. D. Diaz Perez, Y. Gómez Charris, J. Silva, and E. Noriega Angarita, “Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de America Latina Electrical market models comparative study in Latinamerica Contenido,” vol. 38, 2017.
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, “REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-003/21.”

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables - Ecuador (ARCERNNR)}, "Mapa Normativo," 2021. [Online]. Available: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2021/03/2021_03_16-Mapa-normativo-V4pro2.pdf. [Accessed: 12-Mar-2023].
- C. Diaz-Londono, C. A. Correa-Florez, J. Vuelvas, A. Mazza, F. Ruiz, and G. Chicco, "Coordination of specialised energy aggregators for balancing service provision," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 32, p. 100817, 2022.
- G. Dileep, "A survey on smart grid technologies and applications," *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 2589–2625, 2020.
- C. Gonzalez, "Gestión y operación de la red eléctrica. Esquema de la red eléctrica de España. Asimetría peninsular: generación y consumo. Conexiones internacionales," 2015. [Online]. Available: <https://www.eoi.es/blogs/merme/gestion-y-operacion-de-la-red-electrica-esquema-de-la-red-electrica-de-espana-asimetria-peninsular-generacion-y-consumo-conexiones-internacionales-3/>. [Accessed: 20-Jan-2023].
- S. Kakran and S. Chanana, "Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 524–535, 2018.
- M. L. Tuballa and M. L. Abundo, "A review of the development of Smart Grid technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 710–725, 2016.
- J. Rodríguez-García, D. Ribó-Pérez, C. Álvarez-Bel, and E. Peñalvo-López, "Novel conceptual architecture for the next-generation electricity markets to enhance a large penetration of renewable energy," *Energies*, vol. 12, no. 13, 2019.
- J. A. P. Lopes, A. G. Madureira, and C. Moreira, "A View of Microgrids," in *Advances in Energy Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, 2019, pp. 149–166.
- N. Hatziaargyriou, "The Microgrids Concept," in *Microgrids: Architectures and Control*, IEEE, 2014, pp. 1–24.
- C. A. Calderón Gavilanes and F. A. Tobar Molina, "Propuesta de diseño de un modelo Smart grid para las empresas eléctricas de distribución ecuatorianas (EEQSA)," Universidad Politécnica Salesiana, 2012.
- G. Cerino Abdin and M. Noussan, "Electricity storage compared to net metering in residential PV applications," *J. Clean. Prod.*, vol. 176, pp. 175–186, 2018.
- N. R. Darghouth, G. Barbose, and R. Wiser, "The impact of rate design and net metering on the bill savings from distributed PV for residential customers in California," *Energy*

- Policy*, vol. 39, no. 9, pp. 5243–5253, 2011.
- I. A. Sajjad, M. Manganelli, L. Martirano, R. Napoli, G. Chicco, and G. Parise, “Net-Metering Benefits for Residential Customers: The Economic Advantages of a Proposed User-Centric Model in Italy,” *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 24, no. 4, pp. 39–49, 2018.
- J. X. Pachar Sari and W. A. Quizhpi Tuquiñagui, “Impacto técnico económico de la generación distribuida solar fotovoltaico en grandes consumidores conectados a la red de distribución, caso estudio: empresa Graiman, empresa continental tire andina,” Universidad Politécnica Salesiana, 2020.
- E. N. Sosnina, A. V. Shalukho, I. A. Lipuzhin, A. Y. Kechkin, and A. A. Voroshilov, “Optimization of Virtual Power Plant Topology with Distributed Generation Sources,” in *2018 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE)*, 2018, pp. 1–7.
- E. Ropuszyńska-Surma and M. Borgosz-Koczwara, “A virtual power plant as a cooperation network,” *Mark. Manag. Innov.*, vol. 4, pp. 136–149, 2018.
- X. Lu, K. Li, H. Xu, F. Wang, Z. Zhou, and Y. Zhang, “Fundamentals and business model for resource aggregator of demand response in electricity markets,” *Energy*, vol. 204, p. 117885, 2020.
- B. Sun, X. Wu, J. Xie, and X. Sun, “Information gap decision theory-based electricity purchasing optimization strategy for load aggregator considering demand response,” *Energy Sci. & Eng.*, vol. 9, no. 2, pp. 200–210, 2020.
- G. Kotsis, I. Moschos, C. Corchero, and M. Cruz-Zambrano, “Demand aggregator flexibility forecast: Price incentives sensitivity assessment,” in *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2015, pp. 1–5.
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables - Ecuador (ARCERNNR), “Mapa normativo e institucional del sector eléctrico ecuatoriano,” ARCERNNR.
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables - Ecuador (ARCERNNR), “REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021,” ARCERNNR.
- O. Salazar, “Seminario Proyectos Fotovoltaicos con Nuevas Regulaciones,” ARCERNNR, 2021.
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables - Ecuador (ARCERNNR), “Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica Periodo: Enero-Diciembre

- 2021 Informe Institucional,” ARCERNNR.
- ARCERNNR, “Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica - Año 2023,” 2023.
- I. Bjork, C. Connors, T. Welch, D. Shaw, and W. Hewitt, “PROMOVIENDO EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES,” 2011.
- C. Gischler and N. Janson, “Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en America Latina y el Caribe,” Banco Interamericano de Desarrollo, 2011.
- A. Martínez and A. Porcelli, “ANÁLISIS DEL MARCO LEGISLATIVO ARGENTINO SOBRE EL RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED PÚBLICA ANALYSIS OF ARGENTINE’ S LEGISLATIVE FRAMEWORK ON THE REGIME FOR THE PROMOTION OF DISTRIBUTED RENEWABLE ENERGY,” vol. 8, pp. 179–198, 2018.
- J. Merley, G. Lorenz, P. Mandatova, P. O. Granström, and F. Chapalain, “EU-wide network codes: Process, role of DSOs and possible impacts,” in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013, pp. 1–4.
- BOE, “Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión,” in *Boletín Oficial del Estado*, 2020, pp. 62406–62458.
- L. Gaitán and J. Gomez, “Estudio del Impacto de la Generación en Sistemas de Prueba IEEE,” Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2017.
- R. Bansal, *Handbook of Distributed Generation*, vol. 1. Springer Cham, 2017.
- Z. Abdmouleh, A. Gastli, L. Ben-Brahim, M. Haouari, and N. A. Al-Emadi, “Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources,” *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 266–280, 2017.
- Asamblea Nacional - República del Ecuador, “Ley Orgánica de Eficiencia Energética.”
- Asamblea Nacional -República del Ecuador, “LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA,” 2015.
- IEEE, “IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces,” *IEEE Std 1547 2018*, pp. 1–282, 2020.
- L. I. Dulău, M. Abrudean, and D. Bică, “Distributed Generation Technologies and Optimization,” *Procedia Technol.*, vol. 12, pp. 687–692, 2014.
- INAMHI, “Boletín climatológico mensual,” INAMHI, 2020.

- N. Martín-Chivelet, "Photovoltaic potential and land-use estimation methodology," *Energy*, vol. 94, pp. 233–242, 2016.
- G. Santamaría and A. Castejón, *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Editex, 2010.
- E. F. Zalamea-león and E. A. Barragán-escandón, "POTENCIAL FOTOVOLTAICO EN TECHUMBRE DE EDIFICIOS INDUSTRIALES DE ALTA DEMANDA ENERGÉTICA, EN ZONAS ECUATORIALES.," pp. 28–41.
- M. Behrangrad, "A review of demand side management business models in the electricity market," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, pp. 270–283, 2015.
- L. Gelazanskas and K. A. A. Gamage, "Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 11, pp. 22–30, 2014.
- R. Sharifi, S. H. Fathi, and V. Vahidinasab, "A review on Demand-side tools in electricity market," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, pp. 565–572, 2017.
- P. Warren, "A review of demand-side management policy in the UK," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 941–951, 2014.
- M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, 2008.
- P. Van Dievel, K. De Vos, and R. Belmans, "Demand response in electricity distribution grids: Regulatory framework and barriers," in *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, 2014, pp. 1–5.
- W. Huang, N. Zhang, C. Kang, M. Li, and M. Huo, "From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application," *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 4, no. 1, p. 13, 2019.
- C. N. Papadimitriou, A. Anastasiadis, C. S. Psomopoulos, and G. Vokas, "Demand Response schemes in Energy Hubs: A comparison study," *Energy Procedia*, vol. 157, pp. 939–944, 2019.
- M. I. Alizadeh, M. Parsa Moghaddam, N. Amjady, P. Siano, and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 1186–1193, 2016.
- F. Plaum, R. Ahmadihangar, A. Rosin, and J. Kilter, "Aggregated demand-side energy flexibility: A comprehensive review on characterization, forecasting and market prospects," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 9344–9362, 2022.
- A. Cerrato Rivero, "Integración de mercados eléctricos europeos. El mercado continuo de

- electricidad. Proyecto XBID,” Universidad de Sevilla, 2016.
- (COMISIÓN EUROPEA), “Electricity price statistics,” *EUROSAT*, 2023. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers. [Accessed: 11-Jul-2022].
- (Federal Energy Regulatory Commission) (FERC), “Electric Power Markets.” [Online]. Available: <https://www.ferc.gov/electric-power-markets>.
- M. Usman, M. I. Alizadeh, F. Capitanescu, I.-I. Avramidis, and A. G. Madureira, “A novel two-stage TSO–DSO coordination approach for managing congestion and voltages,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 147, p. 108887, 2023.
- M. Zima-Bockarjova, A. Sauhats, L. Petrichenko, and R. Pertichenko, “Charging and Discharging Scheduling for Electrical Vehicles Using a Shapley-Value Approach,” *Energies*, vol. 13, no. 1160, pp. 1–21, 2020.
- M. N. Acosta *et al.*, “Optimal under-frequency load shedding setting at Altai-Uliastai regional power system, Mongolia,” *Energies*, vol. 13, no. 20, pp. 1–18, 2020.
- R. Małkowski and N. Janusz, “Under frequency Load Shedding: An Innovative Algorithm Based on Fuzzy Logic,” *Energies*, vol. 13, no. 1456, 2020.
- A. Gloe, C. Jauch, and T. Räther, “Grid support with wind turbines: The case of the 2019 blackout in flensburg,” *Energies*, vol. 14, no. 6, 2021.
- Y. Zhao, K. Peng, B. Xu, H. Li, Y. Liu, and X. Zhang, “Bilevel optimal dispatch strategy for a multi-energy system of industrial parks by considering integrated demand response,” *Energies*, vol. 11, no. 8, 2018.
- P. Scarabaggio, R. Carli, G. Cavone, and M. Dotoli, “Smart control strategies for primary frequency regulation through electric vehicles: A battery degradation perspective,” *Energies*, vol. 13, no. 17, pp. 1–19, 2020.
- J. Garcia-Guarin, D. Alvarez, A. Bretas, and S. Rivera, “Schedule optimization in a smart microgrid considering demand response constraints,” *Energies*, vol. 13, no. 17, 2020.
- S. Arango, “ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE CREACIÓN DE EMPRESAS DE AGREGADORES DE DEMANDA EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín,” Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín, 2020.
- T. Medved, G. Artač, and A. F. Gubina, “The use of intelligent aggregator agents for advanced

- control of demand response,” *WIREs Energy Environ.*, vol. 7, no. 3, p. e287, 2018.
- J. S. Vardakas, N. Zorba, and C. V Verikoukis, “A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms,” *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 17, no. 1, pp. 152–178, 2015.
- G. Salazar and B. Panchi, “Análisis de la Evolución de la Demanda Eléctrica en el Ecuador Considerando el Ingreso de Proyectos de Eficiencia Energética,” *Rev. Politécnica*, vol. 33, no. 3, 2014.
- A. Sadeghi-Mobarakeh, M. Kohansal, E. E. Papalexakis, and H. Mohsenian-Rad, “Data mining based on random forest model to predict the California ISO day-ahead market prices,” in *2017 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2017, pp. 1–5.
- R. C. Dugan and T. E. McDermott, “An open source platform for collaborating on smart grid research,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1–7.
- L. G. Guerra Sánchez and J. A. Martínez Velasco, “A review of tools, models and techniques for long-term assessment of distribution systems using OpenDSS and parallel computing,” *AIMS Energy*, vol. 6, no. 5, pp. 764–800, 2018.

ANEXOS

ANEXO A – Datos de energía eléctrica para ingreso y validación u objetivo para creación de red neuronal - GRAIMAN

año	mes	día	hora	Demanda Empresa [kW]	año	me s	día	hora	Demanda Empresa [kW]
.	2018	1	1	1	839,8
.	2018	1	1	2	839,30
.	2018	1	1	3	835,91
2019	1	31	1	4.071	2018	1	1	4	834,46
2019	1	31	2	4.049	2018	1	1	5	837,53
2019	1	31	3	4.030	2018	1	1	6	840,12
2019	1	31	4	3.956	2018	1	1	7	847,12
2019	1	31	5	4.024	2018	1	1	8	1.060,62
2019	1	31	6	3.939	2018	1	1	9	1.059,20
2019	1	31	7	3.897	2018	1	1	10	1.057,01
2019	1	31	8	4.184	2018	1	1	11	1.061,99
2019	1	31	9	4.342	2018	1	1	12	1.054,41
2019	1	31	10	4.404	2018	1	1	13	1.050,81
2019	1	31	11	4.498	2018	1	1	14	1.043,03
2019	1	31	12	4.464	2018	1	1	15	1.043,28
2019	1	31	13	3.993	2018	1	1	16	1.046,81
2019	1	31	14	4.378	2018	1	1	17	1.055,24
2019	1	31	15	4.386	2018	1	1	18	1.061,84
2019	1	31	16	3.848	2018	1	1	19	1.080,64
2019	1	31	17	3.997	2018	1	1	20	1.103,58
2019	1	31	18	3.884	2018	1	1	21	1.135,92
2019	1	31	19	3.459	2018	1	1	22	1.242,11
2019	1	31	20	3.298	2018	1	1	23	1.304,42
2019	1	31	21	3.288	2018	1	2	24	1.266,56
2019	1	31	22	3.265
2019	1	31	23	3.545
2019	1	31	24	3.559

ANEXO B – Datos de energía eléctrica para ingreso y validación u objetivo para creación de red neuronal – Continental Tire

año	me	día	hora	Demanda Empresa [kW]	año	me	día	hora	Demanda Empresa [kW]
2018	1	1	1	317
2018	1	1	2	313
2018	1	1	3	313
2018	1	1	4	310	2019	1	31	1	5165,66596
2018	1	1	5	313	2019	1	31	2	4475,8601
2018	1	1	6	342	2019	1	31	3	4644,77005
2018	1	1	7	356	2019	1	31	4	5097,48371
2018	1	1	8	346	2019	1	31	5	4636,50077
2018	1	1	9	306	2019	1	31	6	4495,72704
2018	1	1	10	284	2019	1	31	7	4771,92454
2018	1	1	11	288	2019	1	31	8	4691,67965
2018	1	1	12	285	2019	1	31	9	4934,58376
2018	1	1	13	284	2019	1	31	10	4850,68413
2018	1	1	14	285	2019	1	31	11	4291,05962
2018	1	1	15	280	2019	1	31	12	4884,11085
2018	1	1	16	285	2019	1	31	13	4819,46881
2018	1	1	17	291	2019	1	31	14	4357,7504
2018	1	1	18	328	2019	1	31	15	5244,9976
2018	1	1	19	353	2019	1	31	16	5319,72122
2018	1	1	20	360	2019	1	31	17	5104,79732
2018	1	1	21	363	2019	1	31	18	4188,90263
2018	1	1	22	368	2019	1	31	19	4447,4376
2018	1	1	23	367	2019	1	31	20	5256,72285
2018	1	2	24	363	2019	1	31	21	4668,57084
.	2019	1	31	22	4403,02336
.	2019	1	31	23	5237,65433
.	2019	1	31	24	5314,34926

ANEXO C – Variables para la matriz característica

No.	Variable	Unidad	Tipo de variable
1	Año	-	Informativa - cualitativa
2	Mes	-	
3	Día	-	
4	Hora	-	
5	Agente	-	
6	Demanda comercial activa horaria por agente	%	Informativa - cuantitativa
7	Generación Térmica	%	
8	Generación Hidráulica	%	
9	Generación Fotovoltaica	%	
10	Generación Eólica	%	
11	Generación Biomasa	%	
12	Generación Biogás	%	
13	Potencia media puesta a disposición	kW	
14	Energía Térmica	kWh – kVARh	
15	Energía Hidráulica	kWh – kVARh	
16	Energía Fotovoltaica	kWh – kVARh	
17	Energía Eólica	kWh – kVARh	
18	Energía Biomasa	kWh – kVARh	
19	Energía Biogás	kWh – kVARh	
20	Costo horario del mercado ocasional por agente	USD	
21	Costo horario de contratos	USD	
22	Costo variable por unidad de generación	USD	
23	Costo del agua	USD	
24	Estacionalidad	Hm ³	
25	Costo real compra de energía total	USD	
26	Costo real compra de energía unitario	USD	
27	Aporte de generación total	%	
28	Perdidas de generación	%	
29	Generación térmica	USD	
30	Generación hidráulica	USD	
31	Generación fotovoltaica	USD	
32	Generación eólica	USD	
33	Generación biomasa	USD	
34	Generación biogás	USD	
35	Costo de demanda consumida	USD	
36	Costo de pérdidas de generación	USD	
37	Estación climática (Lluvioso, semi-lluvioso y seco)	-	Informativa - cualitativa

Descripción de las variables:

- Variable No. 1 – 4: Se refiere al período de análisis de la muestra de datos.
- Variable No. 5: Nombre de la empresa distribuidora de energía.
- Variable No. 6: Cantidad de energía eléctrica que se requiere para satisfacer la demanda en un período de tiempo determinado.
- Variable No. 7 – 12: Generación porcentual por tipo de unidad.
- Variable No. 13: Magnitud de la potencia activa en las franjas horarias.
- Variable No. 14 – 19: Generación activa y reactiva demandada.
- Variable No. 20 – 23: Costos de contratos presentes en los diferentes mercados.
- Variable No. 24: Cantidad de agua almacenada en las diferentes represas existentes.
- Variable No. 25 – 26: Costos estadísticos de la energía eléctrica.
- Variable No. 27 – 28: Porcentaje total de generación y pérdidas.
- Variable No. 29 – 34: Costos de la energía eléctrica por tipo de generación.
- Variable No. 35 – 36: Costos y pérdidas estadísticos de la generación demandada.
- Variable No. 37: Hace referencia a las estaciones climáticas que se registran en la zona de influencia del análisis, estas son: Lluviosa, semi-lluviosa y seca.

ANEXO D – Estadísticos descriptivos

	<i>Desviación estándar</i>	<i>Error típico</i>	<i>Máximo</i>	<i>Mínimo</i>	<i>Media</i>	<i>Moda</i>	<i>Varianza</i>	<i>Valores atípicos</i>
<i>Variable No. 6</i>	0,36	0,00	9,8	1,83	4,8	4,9	0,13	>6.7
<i>Variable No. 7</i>	0,40	0,00	3,5	0,00	1,6	0,0	0,16	<0.3
<i>Variable No. 8</i>	0,69	0,00	9,8	0,00	3,1	0,0	0,47	>8
<i>Variable No. 9</i>	0,01	0,00	0,1	0,00	0,0	0,0	0,00	>0.03
<i>Variable No. 10</i>	0,57	0,00	3,2	0,00	0,6	0,0	0,32	>2.7
<i>Variable No. 11</i>	0,38	0,00	2,0	0,00	0,3	0,0	0,15	>1.5
<i>Variable No. 12</i>	0,01	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0	0,00	>0.045
<i>Variable No. 13</i>	4219,02	17,86	32104,0	0,00	26123,5	29854,0	1,78x10 ⁷	<0
<i>Variable No. 20</i>	118,28	0,50	865,3	0,59	71,5	0	13989,1	>750
<i>Variable No. 21</i>	232,91	0,99	1392,5	0,00	394,3	0,0	54247,5	>1360
<i>Variable No. 22</i>	0,02	0,00	0,2	0,00	0,1	0,1	0,0	<0.1
<i>Variable No. 23</i>	26,76	0,11	89,7	0,70	24,8	4,1	716,0	No existen
<i>Variable No. 24</i>	52,52	0,22	234,4	0,80	61,5	95,6	2758,3	>160 y <0
<i>Variable No. 25</i>	1180352,93	4997,91	6311559,9	1984867,83	3641654,9	2406975,9	1,39x10 ¹²	>6x10 ⁶ y <2x10 ⁶
<i>Variable No. 26</i>	1,33	0,01	6,7	2,20	3,9	2,4	1,8	>6.5 y <2
<i>Variable No. 27</i>	1,11	0,00	13,3	0,00	5,7	0,0	1,2	>12
<i>Variable No. 28</i>	1,10	0,00	8,3	-5,02	0,9	0,1	1,2	<-4
<i>Variable No. 29</i>	325574,75	1378,56	2796248,6	0,00	1293661,2	0,0	1,06x10 ¹¹	<100000
<i>Variable No. 30</i>	379228,90	1605,75	3580984,6	0,00	2529994,0	0,0	1,44x10 ¹¹	<0
<i>Variable No. 31</i>	6275,13	26,57	78036,6	0,00	4594,7	0,0	3,94x10 ⁷	>60000
<i>Variable No. 32</i>	430086,93	1821,09	1828548,8	0,00	478909,8	0,0	1,85x10 ¹¹	<0
<i>Variable No. 33</i>	266754,17	1129,50	1103713,7	0,00	250097,6	0,0	7,12x10 ¹⁰	<0
<i>Variable No. 34</i>	10474,75	44,35	39799,3	0,00	8027,5	0,0	1,10x10 ⁸	<0

Variable No. 35	1237499,7 7	5239,88	9628632, 3	0,00	2842730, 6	0,0	1,53x10 ¹ 2	>8,5x10 ⁶ 6
Variable No. 36	621046,23	2629,66	3794998, 4	- 4148601,22	419611,2	0,0	3,86x10 ¹ 1	<-3x10 ⁶

ANEXO E – Matriz de factores de los componentes principales

Variable	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Demanda comercial activa horaria por agente (%)	-0,3	-0,3	-0,3	-0,6	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	0,0
Total, de generación (%)	0,2	-0,9	0,0	0,1	-0,1	0,3	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Demanda consumida (USD)	-0,9	0,2	-0,2	-0,1	0,0	-0,1	0,1	0,1	-0,2	-0,1	0,2	0,0	0,0	0,0
Costo real compra de energía total (USD)	-0,9	-0,2	-0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	-0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	-0,1
Costo real compra de energía unitaria (USD)	-0,9	-0,2	-0,1	0,1	-0,1	0,0	0,1	0,2	-0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	-0,1
Estacionalidad (Hm ³)	0,4	0,3	-0,4	0,0	0,0	0,0	-0,6	0,4	0,0	0,1	-0,1	-0,2	0,1	-0,1
Costo del agua (USD)	-0,6	0,0	0,5	-0,1	0,0	0,0	0,4	-0,1	0,1	0,0	-0,2	-0,3	0,2	-0,1
Generación Térmica (%)	-0,6	-0,4	0,1	0,0	0,3	0,5	-0,2	-0,1	0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,1	0,0
Generación Hidroeléctrica (%)	0,1	-0,7	-0,6	0,2	-0,2	0,3	0,1	0,0	-0,1	0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0
Generación Fotovoltaica (%)	0,0	0,1	0,1	0,9	0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0
Generación Eólica (%)	0,6	-0,1	0,7	-0,1	-0,2	0,1	0,0	0,2	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Generación Biomasa (%)	0,0	-0,9	0,0	0,0	0,1	-0,4	-0,1	-0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Generación Biogás (%)	0,5	-0,2	-0,1	-0,1	0,7	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Generación Térmica (USD)	-0,7	0,3	0,0	-0,1	0,4	0,3	-0,2	-0,1	0,1	-0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Generación Hidroeléctrica (USD)	0,0	0,3	-0,9	0,2	-0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	-0,1	0,0	0,1	0,1
Generación Fotovoltaica (USD)	-0,1	0,2	0,1	0,9	0,2	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Generación Eólica (USD)	0,6	0,0	0,7	-0,1	-0,2	0,1	0,0	0,2	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Generación Biomasa (USD)	0,0	-0,8	0,0	0,0	0,1	-0,5	-0,1	-0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
Generación Biogás (USD)	0,6	-0,1	-0,2	-0,1	0,7	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pérdida de generación (USD)	0,1	-0,8	0,1	0,3	-0,1	0,3	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	-0,1
Potencia media puesta a disposición (kW)	0,7	0,2	-0,2	0,0	0,1	0,2	0,0	-0,3	-0,3	0,1	0,3	-0,2	0,2	0,1
Costo horario del mercado ocasional por agente (USD)	-0,7	0,0	0,3	0,0	0,2	-0,1	-0,1	0,0	-0,2	0,5	-0,1	-0,1	-0,2	0,0
Costo horario de contratos (USD)	-0,7	0,1	0,3	-0,1	0,3	0,1	-0,2	-0,1	-0,2	0,1	-0,2	0,2	0,3	0,0
Costo variable de generación (USD)	-0,9	0,0	0,1	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,3	0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,1	0,3

ANEXO F – Error porcentual mensual pronosticado

Año	Mes	Costos Reales (USD)	Costos Pronosticados (USD)	Error Porcentual (%)
2015	Ene	4721524,244	4713165,696	0,177
	Feb	3820214,925	3794784,418	0,666
	Mar	5277116,556	5306807,723	0,563
	Abr	4202188,35	4219234,375	0,406
	May	4458422,573	4477400,029	0,426
	Jun	4058599,609	4077316,923	0,461
	Jul	4199447,364	4239320,281	0,949
	Ago	4892928,631	4896204,588	0,067
	Sep	5153533,94	5132231,027	0,413
	Oct	5344261,141	5349274,172	0,094
	Nov	5449710,766	5446402,619	0,061
	Dic	5937145,203	5921542,934	0,263
2016	Ene	5662698,783	5700901,591	0,675
	Feb	4733874,237	4698165,134	0,754
	Mar	5199212,064	5168121,26	0,598
	Abr	4262446,604	4247279,418	0,356
	May	4102532,252	4112157,301	0,235
	Jun	4773606,583	4794719,899	0,442
	Jul	4139674,279	4163572,208	0,577
	Ago	4202991,434	4197647,726	0,127
	Sep	4089507,927	4071473,509	0,441
	Oct	4653345,003	4654550,826	0,026
	Nov	3470783,8	3436491,393	0,988
	Dic	1376246,51	1372272,503	0,289
2017	Ene	4271967,245	4236937,95	0,82
	Feb	3607601,62	3602930,413	0,129
	Mar	4821057,612	4809720,258	0,235
	Abr	3918212,84	3909898,345	0,212
	May	4036577,745	4029856,01	0,167
	Jun	3999516,69	3998354,426	0,029
	Jul	4312540,08	4321269,73	0,202
	Ago	4287592,782	4260410,268	0,634
	Sep	4171702,155	4079541,6	2,209
	Oct	4332970,729	4319728,487	0,306
	Nov	4185254,98	4206529,471	0,508
	Dic	4335437,017	4344517,843	0,209
2018	Ene	3212854,931	3244433,749	0,983
	Feb	2383153,183	2393217,007	0,422
	Mar	2954496,778	2958524,154	0,136
	Abr	2549776,36	2574839,748	0,983
	May	2630303,087	2641996,555	0,445
	Jun	2518523,46	2557519,194	1,548
	Jul	2683894,378	2729884,2	1,714

	Ago	2651187,342	2678330,605	1,024
	Sep	2496902,03	2519534,22	0,906
	Oct	3207212,58	3205254,009	0,061
	Nov	2999560,62	3012310,884	0,425
	Dic	2955333,333	2973890,38	0,628
2019	Ene	2667471,664	2659274,735	0,307
	Feb	3407989,592	3380746,82	0,799
	Mar	3850692,793	3842292,947	0,218
	Abr	2429250,841	2430518,125	0,052
	May	2643882,97	2644938,279	0,04
	Jun	2282674,622	2260826,986	0,957
	Jul	2365708,794	2355261,632	0,442
	Ago	2716622,73	2710820,571	0,214
	Sep	3058443,542	3011158,326	1,546
	Oct	2329052,677	2318756,571	0,442
	Nov	2753272,312	2761094,942	0,284
Dic	2933958,837	2944356,865	0,354	
2020	Ene	3079020	3079268,35	0,008
	Feb	2868271,276	2873571,705	0,185
	Mar	2479604,098	2479785,056	0,007
	Abr	3440437,577	3446121,656	0,165
	May	3628690,468	3652082,313	0,645
	Jun	3414593,6	3409152,751	0,159
	Jul	3339899,11	3330769,924	0,273
	Ago	3238740,569	3233182,19	0,172
	Sep	2231102,23	2244691,664	0,609