



UNIVERSITAT POLITÈCNICA
DE CATALUNYA
BARCELONATECH

Consumos eléctricos de la ciudad de Loja -Ecuador- y la incidencia del parque eólico Villonaco

Manuel Ignacio Ayala Chauvin

ADVERTIMENT La consulta d'aquesta tesi queda condicionada a l'acceptació de les següents condicions d'ús: La difusió d'aquesta tesi per mitjà del repositori institucional UPCommons (<http://upcommons.upc.edu/tesis>) i el repositori cooperatiu TDX (<http://www.tdx.cat/>) ha estat autoritzada pels titulars dels drets de propietat intel·lectual **únicament per a usos privats** emmarcats en activitats d'investigació i docència. No s'autoritza la seva reproducció amb finalitats de lucre ni la seva difusió i posada a disposició des d'un lloc aliè al servei UPCommons o TDX. No s'autoritza la presentació del seu contingut en una finestra o marc aliè a UPCommons (*framing*). Aquesta reserva de drets afecta tant al resum de presentació de la tesi com als seus continguts. En la utilització o cita de parts de la tesi és obligat indicar el nom de la persona autora.

ADVERTENCIA La consulta de esta tesis queda condicionada a la aceptación de las siguientes condiciones de uso: La difusión de esta tesis por medio del repositorio institucional UPCommons (<http://upcommons.upc.edu/tesis>) y el repositorio cooperativo TDR (<http://www.tdx.cat/?locale-attribute=es>) ha sido autorizada por los titulares de los derechos de propiedad intelectual **únicamente para usos privados enmarcados** en actividades de investigación y docencia. No se autoriza su reproducción con finalidades de lucro ni su difusión y puesta a disposición desde un sitio ajeno al servicio UPCommons. No se autoriza la presentación de su contenido en una ventana o marco ajeno a UPCommons (*framing*). Esta reserva de derechos afecta tanto al resumen de presentación de la tesis como a sus contenidos. En la utilización o cita de partes de la tesis es obligado indicar el nombre de la persona autora.

WARNING On having consulted this thesis you're accepting the following use conditions: Spreading this thesis by the institutional repository UPCommons (<http://upcommons.upc.edu/tesis>) and the cooperative repository TDX (<http://www.tdx.cat/?locale-attribute=en>) has been authorized by the titular of the intellectual property rights **only for private uses** placed in investigation and teaching activities. Reproduction with lucrative aims is not authorized neither its spreading nor availability from a site foreign to the UPCommons service. Introducing its content in a window or frame foreign to the UPCommons service is not authorized (*framing*). These rights affect to the presentation summary of the thesis as well as to its contents. In the using or citation of parts of the thesis it's obliged to indicate the name of the author.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CATALUÑA

Instituto universitario de investigación en Ciencia y Tecnologías de la
Sostenibilidad

Programa de Doctorado en Sostenibilidad

TESIS DOCTORAL

**Consumos eléctricos de la ciudad de Loja - Ecuador
y la incidencia del parque eólico Villonaco**

Manuel Ignacio Ayala Chauvin

Director

Carles Riba Romeva

Tutora

Miriam Villares Junyent

Barcelona, octubre de 2018

La presente tesis ha sido financiada gracias a una beca de estudios doctorales otorgada por el Gobierno del Ecuador, concedida a través de la Secretaría Nacional de Educación Superior Ciencia y Tecnología (SENESCYT).



Resumen

Los sistemas energéticos urbanos son una parte esencial de las ciudades. Estas para funcionar requieren un suministro fiable y abundante de electricidad, así como de otros servicios como son el agua, el combustible para el transporte, o los alimentos. Por otro lado, la doble crisis de recursos energéticos fósiles, de disponibilidad y de contaminación, obliga a avanzar en la transición energética renovable. El análisis pormenorizado de los usos eléctricos sus vínculos con los recursos del territorio, la economía y el medio ambiente ofrece una información muy valiosa para proyectar la transición energética en entornos urbanos.

El presente trabajo pretende contribuir al campo de las transiciones energéticas en base a una metodología que combina dos conceptos: el Multiportador de Energía (Energy Hub - EH) y las Plantas de Generación Virtual (Virtual Power Plant - VPP). Este aporte metodológico permite analizar los flujos de energía renovables (intermitentes y aleatorios) desde los enfoques ascendente y descendente (Top Down & Bottom Up), con el fin de diagnosticar un sistema energético urbano de forma integral.

Se presenta una herramienta sencilla y económica que permite a las empresas de servicios públicos adquirir y realizar un tratamiento eficaz de los datos, con el fin de diagnosticar y gestionar el sistema energético urbano renovable en un entorno georreferenciado siguiendo la metodología propuesta.

La metodología se aplica a Loja, una ciudad de unos 200 000 habitantes ubicada al sur de Ecuador, para obtener la relación entre los usos eléctricos y la generación de la Central Eólica Villonaco, la primera planta eólica de Ecuador continental, y que tiene una potencia nominal de 16,5 MW. La ciudad se encuentra relativamente aislada eléctricamente, al final de una rama del Sistema Nacional Interconectado (SNI), lo que conlleva una cierta vulnerabilidad. La integración de la planta eólica reduce esta vulnerabilidad, puesto que proporciona una autonomía energética a la zona urbana que oscila entre el 40 y 60% anual, y reduce las emisiones de gases de efecto invernadero en unos 25 000 MgCO₂/año, sobre los 62 000 MgCO₂/año iniciales.

Se analizan los flujos eléctricos reales (obtenidos a partir de mediciones) en un periodo de un año, y se propone la optimización de la red utilizando la infraestructura del Sistema Nacional Interconectado como un sistema equivalente de almacenamiento para gestionar los excedentes de generación. Adicionalmente, se utiliza la herramienta para estudiar dos escenarios de expansión de la Central Eólica (de 28 MW y 33 MW) y el efecto que podrían tener en la red eléctrica y la autonomía de la ciudad. También se considera una estrategia de gestión de respuesta a la demanda del sector industrial para reducir la carga de pico y con ello la necesidad de almacenaje o importación de energía. Esta estrategia podría extenderse a los consumos residenciales y comerciales.

Finalmente, se proponen varias líneas de investigación futuras: Integración de la generación descentralizada urbana y sistemas de almacenamiento; Experimentación con herramientas de monitorización y control en tiempo real; Gestión proactiva de recursos energéticos para redes de distribución con Plantas de Generación Virtual; Identificación de las barreras y los motores de la difusión de nuevos servicios energéticos renovables.

Abstract

Urban energy systems are an essential part of cities, which require a reliable and abundant supply of electricity and other services (such as water, fuel for transportation or food). On the other hand, the double crisis related to the use of fossil fuels, the availability crisis and the pollution crisis, require the prompt implementation of a renewable energy transition. The analysis of urban electrical uses and their relation with the resources of the territory, the economy and the environment yields very valuable information to plan the renewable energy transition in urban environments.

The present work contributes to the field of energy transitions with a methodology based on two concepts: Energy Hub (EH) and Virtual Power Plant (VPP). This methodological contribution allows us to analyse the renewable energy flows (intermittent and random) from the top and bottom approaches (Top Down & Bottom Up), in order to diagnose an urban energy system in an integral way.

A simple and inexpensive tool was developed in order to help public utilities perform an efficient data collection and treatment in order to diagnose and manage renewable urban energy system in a geo-referenced environment according to the proposed methodology.

This methodology is applied to Loja, a city of about 200,000 inhabitants located in southern Ecuador, to obtain the relation between its electricity use and the generation from the neighbouring Villonaco Wind Power Plant, the first wind farm in continental Ecuador with a power rating of 16.5 MW. The city is electrically relatively isolated, at the end of a branch of the National Interconnected System (SNI), which entails a certain vulnerability. The integration of the wind farm reduces this vulnerability, as it provides an energy autonomy that ranges from 40% to 60% on a yearly average, and cuts down greenhouse gas emissions by 25,000 MgCO₂/year from the previous 62,000 MgCO₂/year.

The electric flows of Loja are analysed for a period of one year using measured data. The results of this analysis lead to a proposal to optimise the electricity network using the infrastructure of the National Interconnected System as an equivalent storage system to manage the generation surpluses. Additionally, the tool is used to study the effect of two expansion scenarios of the Wind Power Plant (28 MW and 33 MW) on the energy grid and autonomy of Loja. Demand response strategies for the industrial sector are also considered in order to reduce peak load and the need for storage or energy imports. This strategy could be extended to commercial and residential users.

Finally, several future research lines are proposed: Integration of urban decentralized generation and storage systems; Experimentation with tools of monitoring and control in real time; Proactive management of energy resources for distribution networks with Virtual Generation Plants; Identification of barriers and engines for the diffusion of new renewable energy services.

Agradecimientos

Al Profesor Carles Riba Romeva, director de la investigación, por la confianza y soporte en el proceso y por compartirme generosamente su tiempo y conocimiento.

A los investigadores del Centro de Diseño de Equipos Industriales de la Universidad Politécnica de Cataluña, por compartir su experiencia y conocimientos. A Carles Domènech Mestres, Huáscar Paz Bernales, Elena Blanco Romero, Andreu Presas Renom, Adrián Gavilán, Orion Houghton, Juanjo Canuto, Albert de la Fuente, Marc Madurell y especialmente a Genís Riba mi compañero de investigación que ha aportado con su lectura crítica a este trabajo.

A los miembros del Col·lectiu per a un Nou Model Energètic i social Sostenible (Cmes), por permitirme participar y aprender en los debates y propuestas para impulsar la transición energética.

Al profesor Vicente Carabias-Hütter por su tutoría y a los profesores Silvia Ulli-Ber y Felix Segundo Sevilla, por su tiempo y recomendaciones durante mi estancia de investigación en el Institute of Sustainable Development of Zurich University of Applied Sciences (INE-ZHAW).

Al profesor Sergio Bruno, del Politécnico di Bari por responder mis preguntas y compartir generosamente su conocimiento en el ámbito de la optimización de redes eléctricas.

A las siguientes instituciones y empresas que me han dado soporte durante el proceso de investigación: Institute for Sustainability Science and Technology de la Universidad Politécnica de Cataluña (ISST-UPC), al Área de Energía Las Industrias y los Recursos Naturales de la Universidad Nacional de Loja, Ecuador (AEIRNNR-UNL), Universidad Técnica Particular de Loja (UTPL), Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Empresa Eléctrica Regional del Sur (ERRSSA), Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP GEN SUR), Empresa RPowerLABS, a la Secretaría Nacional de Ciencia y Tecnología (SENESCYT) y al Instituto de Fomento al Talento Humano (IFTH).

A mi esposa Andrea y a mi hijo Emanuel, por la luz que me han generado en este camino.

A mis padres, Marco y Elvira, por su apoyo incondicional. A mis hermanos, Marco y Luis. A mis suegros Milton y Elvita que siempre nos han apoyado.

A la familia y amigos de España y Cataluña que me abrieron las puertas de su casa y me mostraron de cerca las costumbres y tradiciones de este país. Gracias a Mónica y Daniel, Miki, Luis y Luis Miguel, Leo y Juan, Purificación y Xavier, Víctor, Anna y a Berta.

Contenidos

Resumen	I
Abstract	III
Agradecimientos	V
Contenidos	VII
Lista de figuras	X
Lista de tablas	XIII
Lista de abreviaturas	XIV
1. Introducción	1
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivos	8
1.2.1 Objetivo general	8
1.2.2 Objetivos específicos.....	8
1.3 Contribuciones de la tesis.....	8
1.4 Estructura de la tesis	10
2. Estado del arte	11
2.1 Transición a fuentes renovables de energía.....	11
2.1.1 Crisis de los combustibles fósiles.....	11
2.1.2 Transición a fuentes renovables de energía.....	14
2.1.3 Condiciones para el fomento de una transición energética urbana	16
2.1.4 El territorio y la energía.....	20
2.1.5 Sistemas socio-técnicos de las infraestructuras energéticas.....	21
2.2 Evolución de un sistema de distribución de pasivo a activo	22
2.2.1 Sistema pasivo & Paradigma <i>Top Down</i>	25
2.2.2 Sistema Activo & Paradigma <i>Bottom up</i>	27
2.2.3 Generación distribuida	29
2.2.4 Balance Neto	29
2.3 Metodologías para la evaluación energética en zonas urbanas.....	31
2.3.1 Métodos para la evaluación potencial renovable	32
2.3.2 Métodos para la evaluación de los usos eléctricos	34
2.3.3 Modelos de evaluación de flujos energéticos.....	35
2.3.3.1 Multiportador de energía (<i>Energy Hub, EH</i>).....	36
2.3.3.2 Planta Eléctrica Virtual (<i>Virtual Power Plant, VPP</i>).....	43
2.3.4 Estructura operativa y de control del sistema eléctrico	45
2.3.5 Herramientas para modelar sistemas distribución de energía eléctrica.....	46
2.4 Conclusiones del estado del arte.....	51

3. Bases y desarrollo de la metodología	55
3.1 Esquema general del modelo.....	55
3.2 Metodología para evaluar el sistema energético urbano.....	58
3.2.1 Ámbito de la generación y gestión del excedente.....	59
3.2.2 Ámbito de la red distribución de energía.....	61
3.2.3 Ámbito de los usuarios	63
3.2.4 Estrategia de optimización de un sistema energético urbano	66
3.2.5 Formulación matemática.....	68
3.2.7 Pasos metodológicos para realizar la diagnosis y gestión del sistema eléctrico	77
3.3 Conclusiones del desarrollo metodológico	79
4. Caso de estudio: influencia de la Central Eólica Villonaco en la zona urbana de Loja, Ecuador.	81
4.1 Contextualización energética de Ecuador	81
4.1.1 Ecuador pre-petrolero	81
4.1.2 Ecuador petrolero.....	81
4.1.3. Ecuador en transición energética	82
4.1.4 El sector eléctrico ecuatoriano y su estructura institucional	89
4.1.5 Definición y condiciones de contorno de la zona de estudio.....	92
4.1.6 Infraestructura eléctrica de la zona de estudio.....	93
4.2 Caracterización de la generación eólica de la Central Villonaco.....	98
4.2.1 Medición del recurso eólico.....	98
4.2.2 Estimación de la generación eólica con dinámica de fluidos computacional.....	100
4.2.3 Medición de generación del parque eólico Villonaco.....	103
4.2.4 Comparación de la producción anual Villonaco, Meteodyn y WAsP	104
4.3 Caracterización de los usos eléctricos de la zona urbana	106
4.3.1 Usos eléctricos agregados a nivel de subestaciones	106
4.3.2 Usos eléctricos desagregados a nivel de usuarios.....	108
4.4 Confrontación de los usos eléctricos y la generación eólica	114
4.4.1 Generación de series temporales.....	114
4.5 Diagnóstico energético de la zona urbana de Loja, Ecuador	117
4.5.1 Calendarios energéticos de la relación generación – usos eléctricos.....	120
4.6 Conclusiones del caso de estudio	126
5. Optimización de la red de la ciudad de Loja	129
5.1 Parámetros del sistema eléctrico de potencia de Loja	130
5.2 Sistema por unidad del sistema eléctrico de la zona de estudio	134
5.3 Expansión de la Central Eólica Villonaco	146
5.4 Gestión de la demanda	152
5.5 Conclusiones de la optimización de la red	156

6. Conclusiones y desarrollos futuros.....	159
6.1 Desarrollos futuros.....	161
Bibliografía	163
Anexo A: Códigos y formulación	177
Anexo A 1 Código para la adquisición de datos desagregados.....	177
Anexo A 2 Código para adquisición de datos agregados y sincronización de series.....	178
Anexo A 3 Código para implementar el algoritmo de optimización	179
Anexo B: Conferencias y publicaciones.....	180
Anexo B 1 Conferencias y posters	180
Anexo B 2 Publicaciones	180
Anexo C: Proceso de antropización y electrificación de Loja.....	181
Anexo C 1 Proceso de antropización y electrificación 1960.....	181
Anexo C 2 Proceso de antropización y electrificación 1980.....	182
Anexo C 3 Proceso de antropización y electrificación 1990.....	183
Anexo C 4 Proceso de antropización y electrificación 2000.....	184
Anexo C 5 Proceso de antropización y electrificación 2010.....	185
Anexo C 6 Proceso de antropización y electrificación 2017.....	186

Lista de figuras

Fig. 1. 1. Transición del sistema energético en la perspectiva multinivel.	3
Fig. 1. 2. Diagrama temporal de transición hacia un nuevo modelo energético.	4
Fig. 1. 3. Ilustración de la estructura prevista de un futuro sistema energético.	5
Fig. 1. 4. Estructura de la tesis.	10
Fig. 2. 1. Precios medios diarios del barril de crudo de enero 2004 a enero 2018.	13
Fig. 2. 2. Costos nivelados de electricidad (LCOE).	15
Fig. 2. 3. Factores para promover la transición energética a nivel urbano.	18
Fig. 2. 4. Factores para promover la transición energética de un sistema energético urbano.	19
Fig. 2. 5. Infraestructura eléctrica de un sistema urbano como sistema socio-técnico.	22
Fig. 2. 6. Sistema de distribución Activo - Pasivo.	23
Fig. 2. 7. Combinación de los enfoques analíticos del Sistema de Distribución.	25
Fig. 2. 8. Paradigma “Top-Down”, sistema de distribución eléctrico.	26
Fig. 2. 9. Paradigma “Top-Down/Bottom-Up”, sistema de distribución.	27
Fig. 2. 10. Consumo eléctrico y generación renovable de un usuario residencial.	30
Fig. 2. 11. Sistema de información espacial.	32
Fig. 2. 12. Método para la evaluación del potencial renovable en zonas urbanas.	33
Fig. 2. 13. Método para la evaluación de los usos eléctricos a nivel regional y/o urbano.	34
Fig. 2. 14. Ilustración de la estructura prevista de un futuro sistema de energético.	36
Fig. 2. 15. Multiportador de energía (<i>Energy Hub</i>).	37
Fig. 2. 16. Multiportador de Energía con entradas $P\alpha, k, \dots, P\omega, k$, y salidas $L\alpha, k, \dots, L\omega, k$	38
Fig. 2. 17. MILP y/o MINLP para centro neurálgico de energía.	41
Fig. 2. 18. Componentes principales del sistema en una central eléctrica virtual.	44
Fig. 2. 19. Herramientas Top-down & Bottom-up.	50
Fig. 3. 1. Estructura operativa y de control del sistema de distribución.	46
Fig. 3. 2. Descripción esquemática del sistema energético.	55
Fig. 3. 3. Descripción esquemática del método de análisis de sistema energético.	56
Fig. 3. 4. Esquema general de pseudocódigo para el análisis de la infraestructura urbana.	57
Fig. 3. 5. Estructura principal de la infraestructura.	59
Fig. 3. 6. Ámbito de la generación y gestión del excedente.	60
Fig. 3. 7. Ámbito de la distribución de la energía.	61
Fig. 3. 8. Optimización binivel.	62
Fig. 3. 9. Ámbito de los usuarios.	63
Fig. 3. 10. Estructura de la metodología para el diagnóstico eléctrico de zonas urbanas.	65
Fig. 3. 11. Configuración de un sistema energético urbano.	66
Fig. 3. 12. Pseudocódigo del control de un sistema de almacenamiento.	67

Fig. 3. 13. MILP y/o MINLP para centro neurálgico de energía.....	69
Fig. 3. 14. Pasos metodológicos para la gestión del sistema de distribución.....	78
Fig. 4. 1. Generación de electricidad periodo 2000 - 2017.....	84
Fig. 4. 2. Evolución del consumo energético por sectores.....	85
Fig. 4. 3. Transición energética ecuatoriana.....	86
Fig. 4. 4. Sistema Nacional Interconectado.....	89
Fig. 4. 5. Estructura institucional del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	90
Fig. 4. 6. Sistema socio técnico de la distribución de energía.....	91
Fig. 4. 7. Escala territorial y densidad poblacional.....	92
Fig. 4. 8. Crecimiento de la infraestructura eléctrica de la zona urbana de Loja.....	94
Fig. 4. 9. Estado actual (a) y predicción (b) del crecimiento de la infraestructura eléctrica.....	94
Fig. 4. 10. Antropización y área urbanizable de la zona urbana de Loja.....	95
Fig. 4. 11. Sistema de distribución de la zona urbana de Loja.....	96
Fig. 4. 12. Alimentadores de la zona urbana de Loja.....	97
Fig. 4. 13. Velocidad del viento Villonaco.....	99
Fig. 4. 14. Rosa de los vientos del cerro Villonaco.....	99
Fig. 4. 15. Curva de potencia de aerogenerador GW 70/1500.....	100
Fig. 4. 16. Mapa de elevación y ubicación de la Central Eólica Villonaco.....	101
Fig. 4. 17. Estimación de la producción de energía con dinámica de fluidos computacional.....	102
Fig. 4. 18. Generación de la Central Eólica Villonaco en el mes de mayo de 2015.....	103
Fig. 4. 19. Generación de la Central Eólica Villonaco (mayo 2015 – abril 2016).....	104
Fig. 4. 20. Usos eléctricos agregados de la zona urbana de Loja (mayo 2015).....	107
Fig. 4. 21. Usos eléctricos agregados de la zona urbana de Loja (mayo 2015 - abril 2016).....	107
Fig. 4. 22. Usos eléctricos desagregados de la zona urbana de Loja (mayo 2015).....	109
Fig. 4. 23. Iluminación pública de la zona urbana de Loja (mayo 2015).....	110
Fig. 4. 24. Usuarios residenciales de la zona urbana de Loja (mayo 2015).....	110
Fig. 4. 25. Usuarios residenciales de la zona urbana de Loja (mayo 2015).....	112
Fig. 4. 26. Usuarios comerciales e industriales de la zona urbana de Loja (mayo 2015).....	113
Fig. 4. 27. Confrontación de usos y generación eléctrica.....	114
Fig. 4. 28. Usos eléctricos de Loja y la Generación de Villonaco mayo 2015.....	117
Fig. 4. 29. Usos eléctricos de Loja y la Generación de Villonaco mayo 2015 – abril 2016.....	118
Fig. 4. 30. Excedente y déficit de Generación de Villonaco mayo 2015 – abril 2016.....	118
Fig. 4. 31. Generación-usos del 7 de mayo de 2015.....	120
Fig. 4. 32. Media diaria de la relación generación-usos (mayo 2015 – agosto 2015).....	121
Fig. 4. 33. Relación generación-usos del 8 de agosto de 2015.....	121
Fig. 4. 34. Media diaria de la relación generación-usos (septiembre 2015 – diciembre 2015)....	122
Fig. 4. 35. Media diaria de la relación generación-usos (enero 2016 – abril 2016).....	123

Fig. 4. 36. Usos eléctricos de la zona urbana de Loja (mayo-diciembre 2015).....	124
Fig. 4. 37. Generación diaria de la Central Eólica Villonaco (mayo-diciembre 2015)	125
Fig. 4. 38. Algoritmo metodológico para la optimización de la gestión del sistema eléctrico	129
Fig. 4. 39. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Loja.....	131
Fig. 4. 40. Diagrama unifilar de la Central Eólica Villonaco	132
Fig. 4. 41. División de niveles de tensión del sistema eléctrico	135
Fig. 4. 42. Diagrama equivalente de la red en estudio con valores en pu.....	138
Fig. 4. 43. Caso estudio 24 horas.....	143
Fig. 4. 44. Caso de estudio optimización (07/05/2015).....	143
Fig. 4. 45. Caso de estudio optimización (07/05/2015).....	145
Fig. 4. 46. Gestión diaria del excedente (07 mayo – 10 mayo)	146
Fig. 4. 47. Expansión de la Central Eólica Villonaco en un factor de 1.7	147
Fig. 4. 48. Excedente y déficit de la expansión de la Central Eólica Villonaco	147
Fig. 4. 49. Gestión con Central eólica expandida a 28.5 MW (07 mayo – 10 mayo).....	149
Fig. 4. 50. Expansión de la Central Eólica Villonaco en un factor de 2	150
Fig. 4. 51. Excedente y déficit de la expansión de la Central Eólica Villonaco	150
Fig. 4. 52. Gestión con Central expandida a 33 MW (07 mayo – 10 mayo)	151
Fig. 4. 53. Clúster de usuarios industriales de la zona urbana de Loja.....	154
Fig. 4. 54. Respuesta a la demanda industrial de la zona urbana de Loja.....	155
Fig. 4. 55. Horas de respuesta a la demanda industrial de la zona urbana de Loja.....	155

Lista de tablas

Tabla 2. 1. Investigaciones que aplican el concepto <i>Energy Hub</i> en zonas urbanas.....	42
Tabla 2. 2. Softwares para simular la producción de parques eólicos.....	47
Tabla 2. 3. Softwares para simular la producción solar.	48
Tabla 2. 4. Softwares para simular la red eléctrica de distribución.....	48
Tabla 2. 5. Softwares para simular la demanda de edificios y distritos.	49
Tabla 4. 1. Proyectos de generación de energía implementados en Ecuador.....	83
Tabla 4. 2. Inventario eléctrico de la zona urbana de Loja, Ecuador.	98
Tabla 4. 3. Producción anual real y simulada con Meteodyn.....	105
Tabla 4. 4. Producción real y estimaciones de Meteodyn y WASP.....	105
Tabla 4. 5. Disminución relativa de la producción respecto a la producción real.....	105
Tabla 4. 6. Generación eólica, usos eléctricos, excedentes y déficit.....	119
Tabla 4. 7. Parámetros de los componentes del sistema eléctrico.....	133
Tabla 4. 8. Impedancias base para cada nivel de tensión	135
Tabla 4. 9. Impedancias de las líneas en p.u.	136
Tabla 4. 10. Parámetros de los componentes del sistema eléctrico.....	137
Tabla 4. 11. Impedancias de los transformadores en p.u.	137
Tabla 4. 12. Flujo de línea & potencia	140
Tabla 4. 13. Potencia activa (kW – Kilovatios) & reactiva (kVAr - Kilovoltamperio reactivo) .	141
Tabla 4. 14. Carga & descarga del sistema de almacenamiento	142
Tabla 4. 15. Optimización del costo de operación por horas	144
Tabla 4. 16. Optimización en horas valle.....	145
Tabla 4. 17. Gestión mensual la Central Eólica expandida a 28.5 MW.....	148
Tabla 4. 18. Gestión mensual la Central Eólica expandida a 33 MW.....	151

Lista de abreviaturas

ADS	Active distribution systems
AIE	Agencia Internacional de la Energía
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BAU	Business as usual
BESS	Battery Energy Storage System
CE	Comisión Europea
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Centro Nacional de Control de la Energía
CFD	Computational Fluid Dynamics
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
DERs	Distributed energy resources
DG	Distributed generation
DNP	Distributed Network Protocol
DOE	Departamento de energía de los Estados Unidos
DR	Demand Response
DSO	Distribution system operator
EERSSA	Eléctrica Regional del Sur Sociedad Anónima
EH	Energy Hub
EIA	Energy Information Administration
EPRI	Electric Power Research Institute
GEA	Global Energy Assessment
GIS	Geographic information systems
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
INER	Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energía Renovable
KING	Keep it in the ground
LCOE	Levelized Cost of Energy
MCM	million circular mils
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MILP	Mixed-Integer Linear Program
MINLP	Mixed-Integer Nonlinear Program

NREL	Laboratorio Nacional de Energía Renovable
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OPF	Optimal Power Flow
PDS	Passive distribution systems
PDS	Passive distribution systems
PMU	phasor measurement unit
PNNL	Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SEP	sistema eléctrico de potencia
SG	Smart grid
SHT	Smart home technologies
SM	Smart meters
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SOC	State of charge
TPU	Transformer Protection Unit
TSO	Transmission system operator
UDMS	Urban Data Management Society
UTC	Universal Time Coordinated
UTR	Unidades Terminales Remotas
VoFEN	Vision of Future Energy Networks
VPP	Virtual Power Plant
WPSS	Water pumping storage system

1. Introducción

La evidencia del cambio climático y el agotamiento de los recursos energéticos no renovables (entre ellos los combustibles fósiles que cubren el 85% del sistema energético humano), hacen indiscutible la necesidad de una transición energética. A su vez, la baja adopción de tecnologías energéticas renovables para la generación descentralizada y la vulnerabilidad de las economías abren el debate sobre el cambio que debe realizar el modelo energético actual.

El modelo energético actual se basa en energía que procede fundamentalmente de recursos energéticos no renovables de stock. Los combustibles fósiles y el uranio se queman a la medida, a la intensidad y en la localización en donde se producen los consumos. Es decir, hoy en día la producción se adapta directamente al consumo, por lo que, en una transición hacia las fuentes renovables de flujo, se debe superar la dependencia a los combustibles fósiles, especialmente al carbón, petróleo y al gas natural, y modificar el sistema actual ha sido diseñado para recursos de stock.

En un sistema energético renovable, la energía procede fundamentalmente de flujos que dependen de los recursos naturales (sol, viento, lluvia y biomasa). Estos tienen un comportamiento intermitente y/o aleatorio, con lo cual su disponibilidad inmediata en tiempo real no siempre se puede garantizar. Esto dificulta la sincronización entre la generación y los usos, lo que obligará a adaptar dos aspectos fundamentales: el primero consiste en ajustar en todo lo posible los usos y, especialmente, los grandes usos, al momento y al lugar en donde se produce la energía, y el segundo aspecto es trasladar en el tiempo la parte de la energía captada que no se ha podido usar directamente mediante sistemas de acumulación.

Así pues, es necesario distinguir tres aspectos fundamentales que inciden en la transición del sistema eléctrico a fuentes renovables: el primero es el carácter del recurso, que pasa de ser un suministro de combustibles regulables a voluntad (recursos de stock, carbón, etc.) a suministros basados en flujos intermitentes y/o aleatorios (recursos renovables, sol, viento); el segundo es la densidad de potencia (W/m^2), existe un desfase entre la baja densidad de energía de los flujos de fuentes renovables (especialmente solar) y la alta densidad de energía que requieren los usos urbanos finales de la energía a los que la sociedad está acostumbrada; Un tercer aspecto de carácter técnico es la dirección del flujo eléctrico en el sistema de distribución, que pasa de ser unidireccional-centralizado con las fuentes de energía no renovables a bidireccional-descentralizado con las fuentes de energía renovables.

Los sistemas energéticos son parte esencial de las ciudades, cubren las demandas de movilidad, confort, iluminación, etc., y se convierten, en cierto modo, en puntos de parada de un flujo continuo

de energía, mediado por la infraestructura (redes eléctricas, agua, transporte, gas). Esta forma de interacción entre el usuario y la energía, hace que no quede explícito el consumo de barriles de petróleo o los kilovatios-hora de electricidad, por lo que, la sociedad, posiblemente no perciba la complejidad del sistema y la dificultad que implica mantener de forma continua los flujos asociados al suministro de energía urbano.

La transición a la energía renovable no es sólo un esfuerzo tecnológico y técnico, sino también una transformación institucional y social que requiere una reestructuración fundamental de los procesos, dinámicas y patrones del sistema energético, y de las relaciones entre las personas y la tecnología. Analizar los flujos de energía a escala urbana es una parte de la transición energética que debe ser vista desde una perspectiva multinivel, en la cual la electricidad es una de las más usadas por su fácil conversión y adaptación en la vida cotidiana para cubrir necesidades básicas. En esta investigación se pretende hacer una lectura de los flujos energéticos a nivel urbano con el objetivo de establecer la relación entre la generación y los usos eléctricos, tomando en cuenta la vinculación que tienen con los recursos del territorio, la sociedad, la economía y el medio ambiente.

1.1 Antecedentes

Según Gabriel Dupuy, las redes técnicas integradas (transporte, eléctrica, gas, agua) permiten la operación de un sistema territorial (Dupuy 1985). La visión empírica ilustra que a escala secular las redes técnicas continúan ancladas al territorio, por su alta intensidad de capital invertido y por su modo de operación a lo largo de décadas y siglos. Pero cambian en función de los avances tecnológicos, factores exógenos y nuevas necesidades.

Una red tiene varias dimensiones: morfología ("layout"), infraestructura ("red-soporte"), funcionalidad ("redes-servicios" que autorizan los usos), regulación ("red de control", asegura la coordinación entre red-soporte y redes-servicios), territorialidad (la topología de los puntos conectados por la red). Sin embargo, es probable que cada uno de estos aspectos de la red cambie sin que los demás cambien. En general las redes cambian poco o nada su morfología, infraestructura o uso. Por otra parte, se han modernizado las técnicas operativas (regulación). De ahí esta impresión de cambio en la continuidad (Dupuy 1991). No obstante, en la actualidad vivimos una transición del sistema energético hacia las renovables que cambiará la infraestructura, la funcionalidad y principalmente la regulación.

Históricamente los procesos de evolución de las redes han sido incrementales de larga duración. Se utilizan principalmente análisis históricos de transiciones autónomas pasadas (por ejemplo, la electrificación) para encontrar los mecanismos de transición (Offner 1993). En la literatura existen dos conceptualizaciones ampliamente adoptadas sobre cómo surgen las transiciones. Uno muestra

las fases de transición: pre-desarrollo, despegue y aceleración, y estabilización; otro los niveles de transición: macro (escenario), meso (regímenes) y micro (nichos), (Geels 2002; Frantzeskaki et al. 2017).

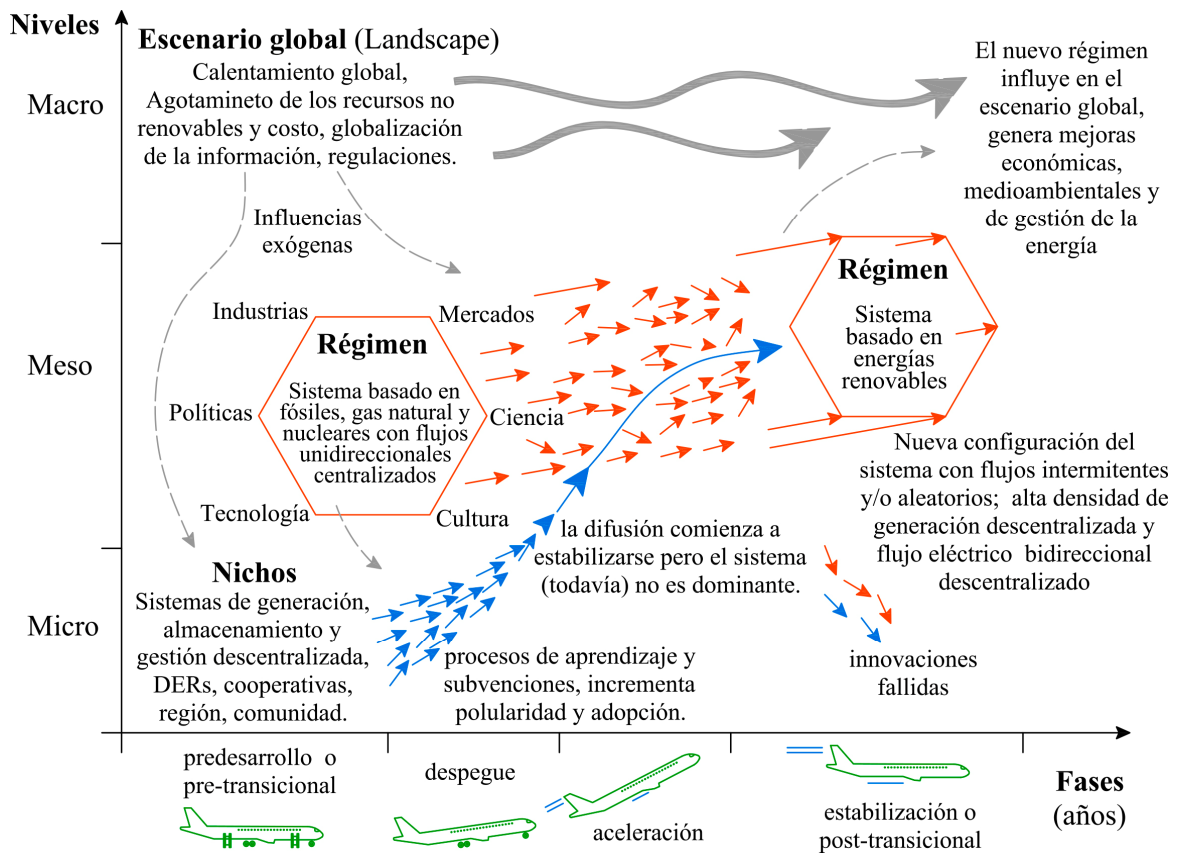


Fig. 1. 1. Transición del sistema energético en la perspectiva multinivel.

Fuente: Elaboración propia en base al modelo de (Geels 2006)

Este marco de referencia (Fig. 1. 1) ayuda a entender la dinámica de las transiciones en una perspectiva multinivel (Geels 2014). La perspectiva multinivel se entiende como el resultado de la interacción de tres niveles analíticos: a nivel micro, los nichos (que es donde se producen las innovaciones radicales); a nivel meso, los regímenes socio-técnicos (es el lugar donde las prácticas establecidas y las reglas asociadas permiten y limitan a los actores tradicionales, en relación con los sistemas existentes); y a nivel macro, el escenario socio-técnico exógeno (crea presiones sobre el régimen y la desestabilización del régimen crea ventanas de oportunidad para la difusión de innovaciones en nichos de mercado). La alineación de estos procesos permite el avance de innovaciones renovables en los principales mercados, donde luchan con el régimen existente en múltiples dimensiones (económica, técnica, política, cultural, etc.).

Los análisis más recientes de la transformación del sistema energético ofrecen una visión general y esbozan algunas características claves de la transición energética (Unnerstall 2017): analizan las

necesidades energéticas de un territorio (Pinto 2013), determinan el orden de implantación de las energías renovables (Sørensen 2016) y algunos apuestan por el hidrógeno como vector energético para almacenar energía renovable con el fin de solucionar el problema del sincronismo entre la generación y consumo eléctrico debido a las intermitencias de las renovables (Sørensen & Spazzafumo 2018).

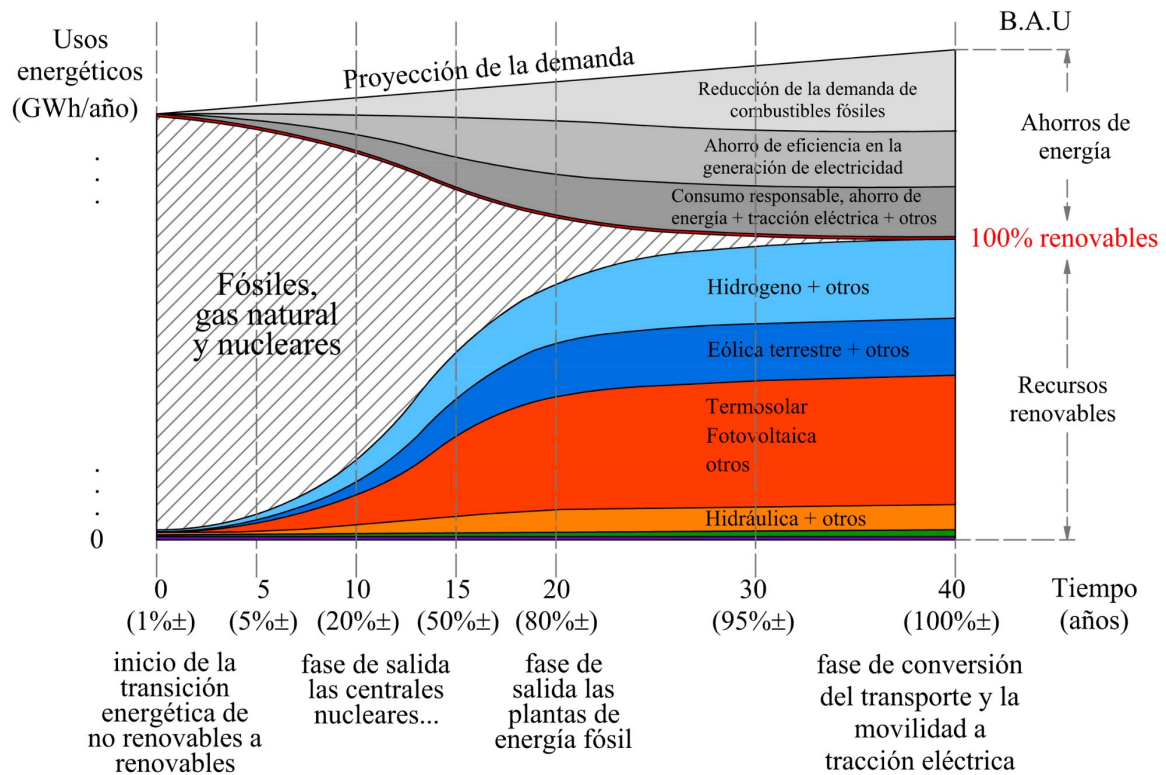


Fig. 1. 2. Diagrama temporal de transición hacia un nuevo modelo energético.

Fuente: Elaboración propia en base al modelo de (Jacobson et al. 2015; Furró E. 2016).

El concepto de implementación temporal de transición energética (Fig. 1. 2) se basa en modelos que describen la demanda y el suministro de energía utilizando cifras agregadas que son de gran utilidad para explicar el contexto nacional y regional de un territorio en transición. Sin embargo, las ciudades y los sistemas de energía urbana son complejos y necesitan ser evaluados con mayor detalle y desagregación de datos.

Con el fin de aplicar una metodología que permita diagnosticar un sistema energético urbano y la incidencia de la generación distribuida, se analiza en la literatura las características del problema desde diferentes perspectivas encontrando que los conceptos de Multiportador de Energía, en inglés *Energy Hub - EH* (Geidl & Andersson 2005; Orehounig et al. 2015) y Planta Eléctrica Virtual *Virtual Power Plant - VPP* (Pudjianto et al. 2007; Aduda et al. 2016) podrían adoptarse para modelar de forma óptima los flujos energéticos de una zona urbana, y a la vez permiten interactuar con la red principal.

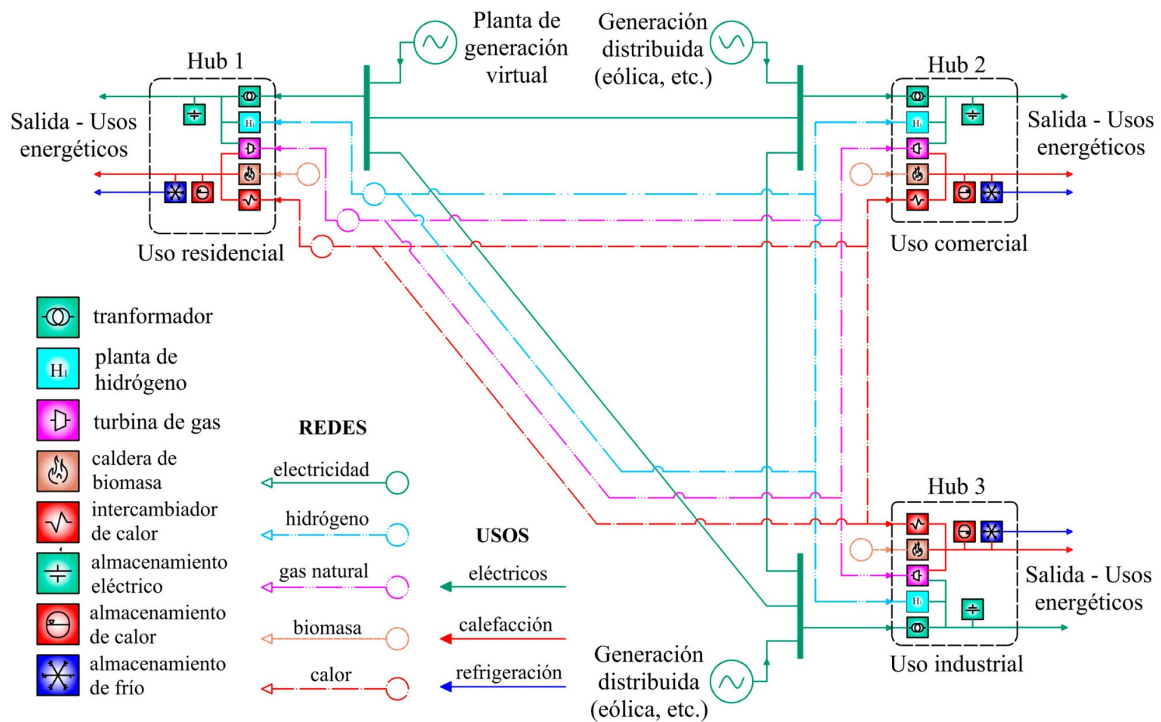


Fig. 1. 3. Ilustración de la estructura prevista de un futuro sistema energético.
Fuente: Elaboración propia adaptado de (Favre-Perrod 2005; Arnold et al. 2010)

En la Fig. 1. 3 se ilustra un modelo de la infraestructura de un sistema energético urbano futuro. Se emplea como base el concepto de Multiportador de Energía. Este concepto acopla diferentes tipos de redes permitiendo el intercambio de energía de forma integral dentro del suelo urbano consolidado. Adicionalmente, se vincula el concepto de Planta de Generación Virtual para representar la generación descentralizada a nivel urbano. Este concepto integra los pequeños generadores que unidos son vistos por la red principal como el equivalente a una planta de generación renovable mediana o grande. Esta forma de plantear el problema permite desarrollar un modelo de flujos de energía renovable que tiene como propósito establecer la relación entre la generación y los usos de un sistema urbano.

Para alcanzar este propósito, se destacan las siguientes etapas: (1) Contextualización de la zona de estudio; (2) Caracterización de los usos eléctricos de la zona urbana; (3) Evaluación del potencial renovable local; (4) Caracterización de la generación de proximidad; y (5) Confrontación de los diagramas de generación-uso para apoyar la gestión y optimización de la oferta y la demanda de energía.

En el caso de la Central Villonaco en el sistema energético de Loja, Ecuador, la integración de la generación eólica incide directamente en el carácter del flujo de los recursos. Se reemplaza los recursos no renovables de stock por recursos renovables de flujo. Esto comporta una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de aproximadamente 25 000 Mg de CO₂/año, esto si

comparamos con las emisiones que se podrían producir utilizando una central térmica. Otro aspecto importante, es su ubicación, gracias a la cercanía entre la generación y usos se puede ahorrar energía, evitando las pérdidas por transporte. Cabe destacar que el 90% de la generación eléctrica en el Ecuador es de origen hidráulico. No obstante, la generación eólica es una forma de diversificar la matriz energética ecuatoriana y aporta aproximadamente un 0.76% del total de la generación.

Con la integración de la Central Eólica Villonaco se consigue un grado de autonomía eléctrica de la zona urbana de Loja que oscila entre el 40 y 60% anual. Este grado de autonomía depende de la gestión de la energía y de las condiciones climatológicas. En el caso de la Central Eólica Villonaco la existencia de una central hidráulica próxima (Sector Zamora) puede colaborar en aumentar la gestionabilidad; no obstante, es limitada en potencia y en capacidad de acumulación de energía, por lo que el Sistema Nacional Interconectado tiene que absorber gran parte de la variabilidad de la generación no gestionable.

En este escenario, se plantea la utilización de la infraestructura del Sistema Nacional Interconectado como el equivalente a un sistema de almacenamiento (central hidráulica reversible o baterías), para gestionar los excedentes de generación de la Central Eólica Villonaco. La idea básica es negociar la cantidad de agua que se deja de consumir de los embalses del Sistema Nacional Interconectado cuando existen excedentes de generación aprovechables. De esta manera, se pueden generar derechos de consumo para la zona urbana de Loja por las horas equivalentes a la potencia hidráulica acumulada.

En este caso de estudio se realizan comparaciones con centrales hidráulicas reversibles porque Ecuador dispone de recursos hidráulicos aprovechables para la generación eléctrica, y porque la sierra de Ecuador forma parte la cordillera de los Andes, una cadena montañosa que genera importantes desniveles, que hacen que la obtención de energía por medio de estos sistemas sea la más aplicable.

La densidad de potencia (W/m^2) de los flujos de energía de la Central Eólica Villonaco son relativamente altos si se comparan con los flujos de los usos eléctricos urbanos. Esto se debe a un efecto orográfico característico del lugar (Vientos de Föhn) y a la topografía del sector que concentra gran parte del recurso eólico en un área específica de las montañas que rodean la ciudad de Loja (aprox. $1 km^2$). Los habitantes del sector lo llaman Huayrapungo¹. Esta es una situación privilegiada de la zona porque se puede generar energía eólica con factores de planta superiores al 50%.

¹ Huayrapungo – palabra quichua que significa puerta del viento. Son procesos termodinámicos y mecánicos de vientos de Föhn.

Por otro lado, si se compara la densidad de potencia de los flujos de generación solar y los flujos de los usos eléctricos urbanos, la densidad de los flujos solares urbanos es obviamente más baja. Esto se debe a la tecnología actual que necesita de grandes áreas para realizar la captación solar. Además, de las restricciones físicas de los tejados de las viviendas y edificios que limitarían la potencia instalada.

La dirección del flujo eléctrico suministrado a la zona urbana de Loja a través del sistema de distribución, sigue siendo fundamentalmente unidireccional-centralizado, puesto que la integración de la Central Eólica Villonaco en el lado de alta tensión del Sistema Nacional Interconectado, no ha generado cambios importantes en la topología de la red. No obstante, a nivel nacional, la central eólica puede considerarse como generación distribuida porque está ubicada cerca de los usos eléctricos de Loja.

En el desarrollo del caso de estudio, se sugieren dos escenarios energéticos de futuro: la expansión de la central eólica en un factor de 2, y la implementación de un sistema equivalente de acumulación para la gestión de los excedentes de generación. Adicionalmente, se presenta una herramienta sencilla y económica que permite a las empresas de servicios públicos adquirir y realizar un tratamiento eficaz de los datos, para diagnosticar y visualizar el sistema energético urbano en un entorno georreferenciado GIS.

Finalmente, se plantean futuras líneas de investigación de cara a conseguir una mayor y mejor integración de la generación descentralizada urbana. Se plantea experimentar con herramientas de monitorización y control en tiempo real, de modo que se consiga concentrar la generación urbana en un nodo de conmutación (conexión y desconexión), de manera que se pueda interactuar con la red principal en forma de Planta de Generación Virtual.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El objetivo principal de la tesis es determinar la relación entre la generación eléctrica de la Central Eólica Villonaco y los usos eléctricos de la ciudad de Loja, Ecuador, y en base a los resultados de la comparación generación-usos proponer una metodología que servirá para la evaluación y gestión del nuevo sistema energético en base a fuentes renovables.

1.2.2 Objetivos específicos

Definido el objetivo general se derivan los siguientes objetivos específicos:

- Desarrollar el inventario del estado actual de la infraestructura eléctrica de la zona urbana de Loja, Ecuador y evaluarlo en términos de transición energética.
- Caracterizar los usos eléctricos de la zona urbana de Loja, Ecuador según sus orígenes, (residencial, comercial e industrial).
- Caracterizar la generación de energía eléctrica de proximidad del parque eólico Villonaco de Loja, Ecuador.
- Confrontar los diagramas de producción del parque eólico Villonaco y los de consumo de la ciudad de Loja.
- Plantear criterios para la gestión de los excedentes producidos por la generación renovable.

1.3 Contribuciones de la tesis

El trabajo realizado en esta tesis contribuye específicamente al campo de las transiciones energéticas en zonas urbanas de baja densidad.

- Por primera vez en Ecuador se integran datos de generación distribuida y usos eléctricos de una zona urbana de baja densidad en un contexto descentralizado. Esto ha permitido diagnosticar el sistema eléctrico y determinar la incidencia de la generación distribuida en los usos eléctricos de la zona de estudio. Además, los resultados permiten plantear nuevas estrategias para mejorar el grado de autonomía, y pueden replicarse en territorios con características similares.
- Se propone una metodología que vincula los modelos de análisis de un sistema energético *Top Down* y *Botton Up* para representar la generación y la demanda distribuida, las operaciones de las redes eléctricas y el despacho óptimo de la generación en un contexto urbano de baja densidad. Además, se formula un modelo para optimizar

el flujo de potencia tomando en cuenta las pérdidas en la red, los sistemas de almacenamiento y la generación distribuida para un sistema basado, en gran parte, con generación renovable.

- Se desarrolla una herramienta sencilla y económica que permite a las empresas de servicios públicos adquirir y realizar un tratamiento eficaz de los datos para diagnosticar y visualizar el sistema energético de una zona urbana e informar a los usuarios sobre el estado del sistema (las horas pico, valle, excedentes, cambios de precio) en tiempo real, de manera que los usuarios puedan ajustar su demanda de energía.
- Se establece la relación que existe entre el crecimiento urbano y el crecimiento de la red eléctrica, realizando una lectura integral del sistema tomando en cuenta la antropización del territorio. Con los resultados se obtienen los patrones de crecimiento de la red eléctrica, las estrategias de desarrollo y sus limitaciones, y se plantean las pautas para la planificación del futuro sistema.

1.4 Estructura de la tesis

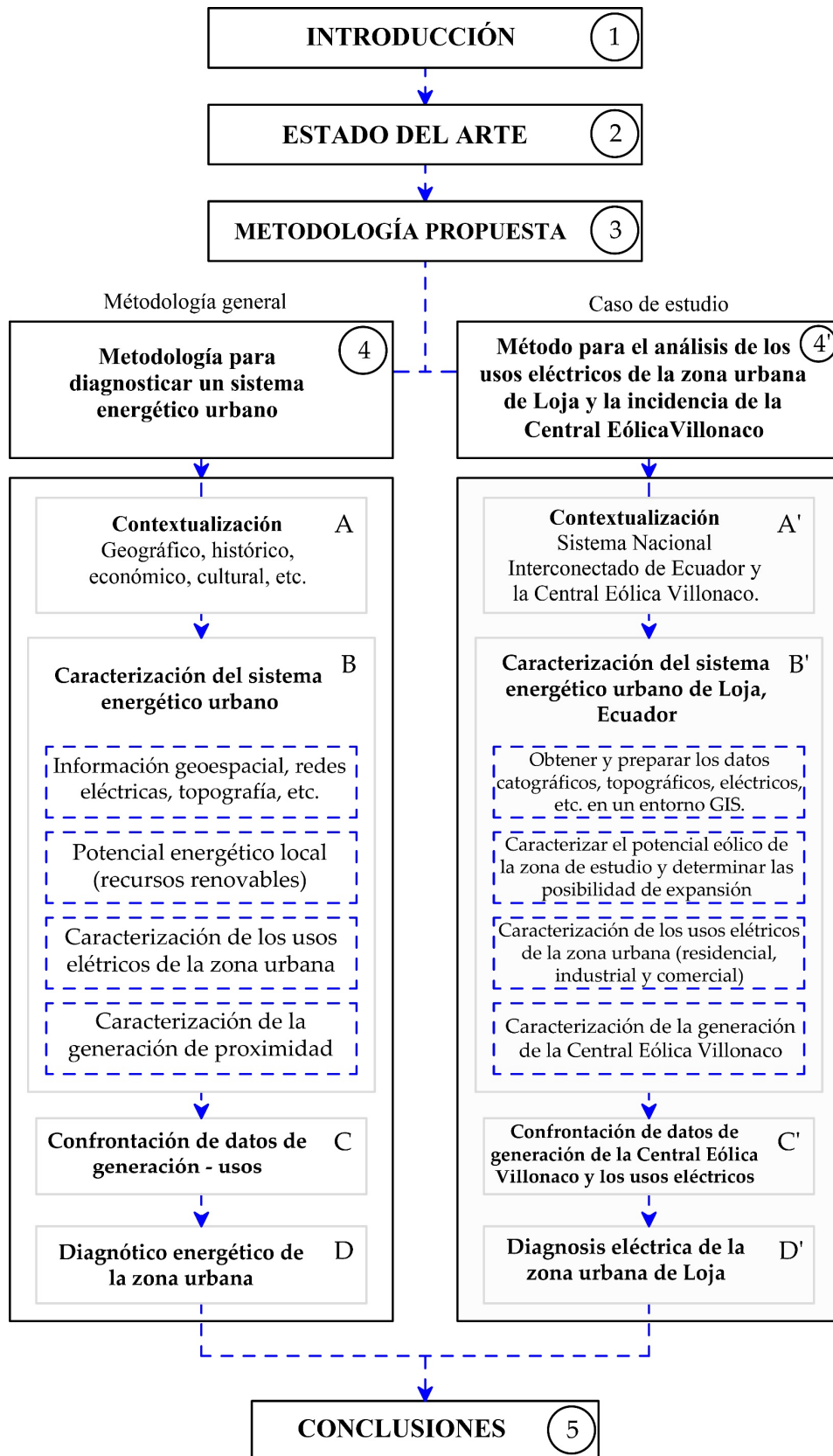


Fig. 1. 4. Estructura de la tesis

2. Estado del arte

2.1 Transición a fuentes renovables de energía

2.1.1 Crisis de los combustibles fósiles

La comunidad científica mundial pone de manifiesto cada vez más la inminente crisis de los combustibles fósiles y el uranio y deja en evidencia el riesgo de cambio climático producido por las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del uso de la energía (Jaccard 2006; Riba C. 2012; Coyle, E.D. Simmons 2014; Chevalier & Geoffron 2016; Heinberg & Fridley 2016). Las investigaciones citadas hacen un análisis de datos de las grandes agencias de la energía como la EIA (*Energy Information Administration*)² de los Estados Unidos, la IEA (*International Energy Agency*)³, así como en otras fuentes estadísticas y muestran que la escasez de la oferta ante el aumento de la demanda cuestionará el paradigma de crecimiento continuo (Poponi et al. 2016).

Sin embargo, a pesar de los cuestionamientos y manifiestos sobre la crisis energética y climática, la extracción de los combustibles fósiles avanza paralelamente al crecimiento de una manera acelerada. No se puede vivir sin fósiles porque son el alma de la civilización industrial y no se puede vivir con ellos porque su uso produce afectaciones medio ambientales irreversibles. Esto ha llevado a una creciente deslegitimación de los combustibles fósiles, no como una respuesta a los reclamos abstractos de la comunidad científica, sino como una respuesta a las amenazas existenciales percibidas por la gente en todo el mundo (Princen et al. 2015).

La deslegitimación de los recursos fósiles simplemente reconoce que una sustancia que antes se consideraba beneficiosa para la sociedad puede tornarse perjudicial (Schneider et al. 2016). En otras palabras, los combustibles fósiles harán una transición moral paralela a la transición material. Bajo esta perspectiva se plantean procesos para acelerar el final de la era de los combustibles fósiles a través de políticas creativas como la KING de mantener fósiles bajo tierra (*keep it in the ground, KING*), como es el caso del Parque Nacional Yasuní en Ecuador (Pastor & Donati 2008). Lamentablemente esta iniciativa no tuvo soporte internacional, pero deja en evidencia la crisis del modelo actual (Raygorodetsky 2017).

En este sentido, el conjunto de la sociedad no es plenamente consciente del costo real de la energía que se necesita para obtener los combustibles fósiles, ya que, más allá del efecto económico del declive de disponibilidad de los combustibles fósiles, los efectos sobre el medio ambiente son

² <https://www.eia.gov/>

³ <http://www.iea.org/>

posiblemente los más devastadores (Helm 2017), lo que a su turno tendrá también un efecto económico devastador a medio término. Por ello, es un imperativo moral para la sociedad impulsar la transición energética hacia un modelo basado en fuentes de energía renovable que ayude a reducir los costos económicos, ecológicos y sociales de la energía (Riba 2016).

Hemos llegado al fin de 200 años irrepitibles en los que la base para el desarrollo han sido los combustibles fósiles. Sus productos derivados (plásticos, gomas sintéticas, fibras, resinas, embalajes, botellas, ropas, alfombras, pañales, cables, tuberías, medicamentos, insecticidas, aerosoles, mecheros, pinturas, etc.) forman parte de nuestras vidas (Riba C. 2012). Además del transporte y la industria, la generación de electricidad, la climatización de edificios, la automoción de maquinaria agrícola, para la fabricación de asfalto y lubricantes, etc. En conclusión, tenemos una fuerte dependencia a los combustibles fósiles. Según la World Coal Association⁴, la mayor parte de la electricidad mundial se genera por la quema de combustibles fósiles: carbón 37%, gas natural 24%, petróleo 4%, 11% nuclear y solo el 24% con energías renovables.

Esta dependencia necesariamente tiene que disminuir porque la generación de energía eléctrica con combustibles fósiles resulta costosa y contaminante, por lo que, para alcanzar dentro de los términos acordados los Objetivos de Desarrollo Sostenible para el 2030⁵ y el Acuerdo de París para el 2050⁶, la política debe ser coherente. Los precios tienen que ser los correctos y es necesario eliminar las subvenciones a los combustibles fósiles (Coady et al. 2015). En la actualidad las centrales termoeléctricas están desapareciendo y solo se usan como respaldo de otras centrales dada la rapidez con la que pueden ponerse en marcha o desconectarse (Gonzalez-Salazar et al. 2018), lo que permite utilizarlas para adaptarse a las inevitables variaciones de la demanda o a los incidentes de la red que se producen a diario en un sistema rígido que se basa en la demanda.

En 1956, el geofísico Marion King Hubbert pronosticó el progresivo agotamiento del crudo. Analizó el rendimiento de un campo de petróleo desde que empieza a explotarse hasta alcanzar su pico máximo de producción, tras el cual empieza a descender irreversiblemente hasta que se cierra el pozo. Hubbert calculó que la máxima producción de crudo de Estados Unidos se produciría entre 1965 y 1970, su pronóstico erró solo con un año (Inman & Hubbert 2016). La producción alcanzó su máximo en 1971. Así mismo calculó que el máximo mundial, el denominado “pico de Hubbert”, que se alcanzaría entre 1995 y 2000. El máximo mundial de producción de crudo según la AIE fue en 2006. Según los datos hace aproximadamente una década empezaron a descender las reservas

⁴ <https://www.worldcoal.org/coal/uses-coal/coal-electricity>

⁵ <http://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals.html>

⁶ https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es

reales de petróleo. Por lo tanto, esta es una de las primeras señales globales de la crisis de los combustibles fósiles (Carollo 2011).



Fig. 2. 1. Precios medios diarios del barril de crudo de enero 2004 a enero 2018.

Fuente: U.S. Energy Information Administration EIA

Según datos de la EIA, el precio del petróleo desde el 2004 (Fig. 2. 1) alcanza precios nominales que sobrepasan los 100 dólares y 40 dólares por barril se considera un precio inusualmente económico. Esto se debe a muchos aspectos políticos y sociales como son el crecimiento de la demanda (especialmente en los países emergentes), las guerras y las crisis financieras (Morales 2017). En septiembre de 2008 la crisis financiera desencadenada por las hipotecas estadounidenses provocó un desplome del precio de 140 dólares a 40 dólares en enero de 2009 (Yoshino & Taghizadeh-Hesary 2016). Después de aproximadamente dos años los precios empezaron a subir hasta volver a superar los 100 dólares.

En 2014, la tensión geopolítica disminuyó y los altos precios permitieron aumentar la producción a nivel mundial, pero los llamados súper ciclos del petróleo llegaron a su fin con la drástica caída de los precios del petróleo (Ramady & Mahdi 2015). Una parte de este descenso se debió a una desaceleración de la actividad económica mundial, pero la mayor parte provino de las perturbaciones entre la oferta y la demanda en el mercado del petróleo. El Brent⁷ bajó de 115 dólares en junio de 2014 a 46 dólares en enero de 2015.

No se sabe a ciencia cierta el precio del crudo a medio plazo. Sin embargo, la inestabilidad del precio y el aumento de la demanda, crea una percepción del miedo a su agotamiento, con lo cual se cuestiona el paradigma de crecimiento continuo, dejando en evidencia la insostenibilidad del

⁷ El *Brent* es un tipo de petróleo que se extrae principalmente del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos.

modelo energético actual, sus impactos ambientales y sociales, y la ineludible necesidad de acelerar la transición hacia las fuentes renovables de energía (Müller-Kraenner 2008).

Según la Comisión Europea (CE) y la Agencia Internacional de la Energía (AIE) se define la seguridad energética como el suministro de energía equitativo, asequible, confiable, eficiente, y respetuoso con el medio ambiente (Sovacool et al. 2013). Esta sería sin duda una definición general aceptable. Sin embargo, ¿cuál es el camino correcto para lograr la seguridad energética a través de las energías renovables?

Según Romano et. al desde la perspectiva de la gobernanza energética, la descentralización energética es una forma de contribuir a la seguridad energética, sin embargo existen actores políticos e intereses empresariales que impiden el avance de la transición energética (Romano & Meglio 2016).

2.1.2 Transición a fuentes renovables de energía

A lo largo de la historia se han vivido varias transiciones energéticas fundamentales, una de la biomasa a los combustibles fósiles y otra de impulsores primarios animados (músculos) a inanimados (motores mecánicos que derivan su poder de la combustión de combustibles fósiles). Estas transiciones han tenido lugar solo durante los dos últimos siglos, y la aparición de la electricidad como una forma energía de alta calidad comenzó solo durante la década de 1880 (Smil 2016).

En la actualidad vivimos la transición de los combustibles fósiles hacia las energías renovables, por lo que es una necesidad impulsar la producción de energía descentralizada, y exigir estándares de eficiencia cada vez más estrictos para vehículos, edificios, electrodomésticos y así conseguir aire más limpio y empleos locales. Además, esto conllevará al desarrollo de nuevos modelos de gestión, en donde la energía procederá de múltiples fuentes y en el que la energía se pueda gestionar y almacenar en edificios, viviendas y automóviles. Para esto los municipios necesitan tener acceso a los datos energéticos para tomar decisiones a largo plazo y desarrollar los planes locales.

Según Delina L. la transición energética, como concepto, no tiene una definición estándar. En general, las transiciones energéticas sostenibles pueden referirse a los procesos que implican un cambio en un sistema energético, sus estructuras, culturas y prácticas de obtención, producción, entrega y consumo de energía (Delina 2018). Por ello, se entiende como transición energética a la transformación del sistema energético actual (basado en recursos no renovables) a un sistema energético sostenible por medio de la energía renovable, la eficiencia energética y el desarrollo sostenible, aboliendo del mix energético el petróleo, el carbón, el gas natural, la energía nuclear y

otros recursos no renovables, de forma que el sistema resultante esté compuesto únicamente de energías renovables.

La transición energética necesita ser impulsada y construida como un sistema socio-técnico. Se está transformando un sistema energético centralizado basado en combustibles fósiles, a un sistema energético descentralizado, más democrático, con la capacidad de proporcionar energía limpia, fiable y asequible para todos, por lo tanto, no son solamente cambios ordinarios en las tecnologías; también están fuertemente vinculados con las ordenaciones de las sociedades humanas, economías y políticas.

Los sistemas de generación renovables, que principalmente están conformados por generación eólica, fotovoltaica, hidráulica y de gestión sostenible de la biomasa, han sido viables económicamente en algunos países por las regulaciones que se han ido desarrollando, en general se establecen una serie de estímulos al kWh generado e inyectado a la red eléctrica que permiten e incentivan su progreso.

Un método que permite comparar entre si los diferentes sistemas de generación de energía es el costo nivelado de la electricidad (*Levelized Cost Of Electricity*, LCOE). Se compara todos los costos acumulados para construir y operar una planta con la suma de la generación anual de energía. De este modo se obtiene el llamado LCOE en dólares por kWh. Es importante señalar que este método es una abstracción de la realidad con el objetivo de hacer comparables económicamente diferentes tipos de plantas de generación.

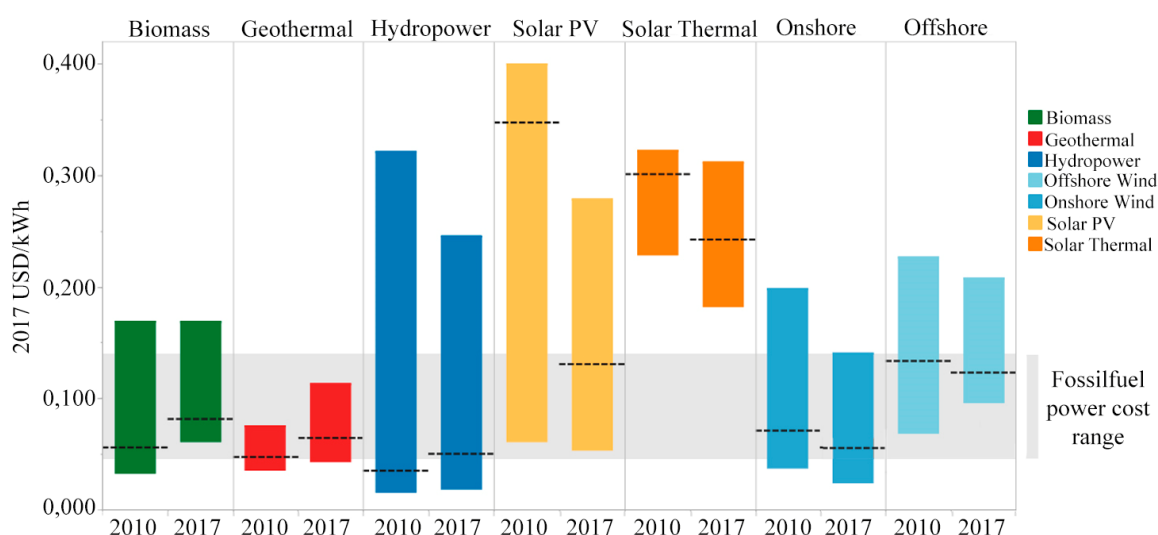


Fig. 2. 2. Costos nivelados de electricidad (LCOE).

Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA⁸

⁸ <http://www.irena.org/>

En la Fig. 2. 2 se muestra las tendencias de los costos nivelados de la electricidad a nivel mundial de las energías renovables. Se analiza el período comprendido entre 2010 y 2017 y se representa en una banda el rango del costo de la generación con combustibles fósiles.

El LCOE se puede usar para comparar el costo de la energía generada por una planta de energía fotovoltaica con la de una unidad generadora de combustibles fósiles u otra tecnología renovable (Reinders et al. 2017). En la Fig. 2. 2 se observa la disminución del LCOE, sobre todo de la energía solar fotovoltaica que ha sido de un 70% en los últimos 6 años. Esto indica que la viabilidad económica de las energías renovables está condicionada por las regulaciones de cada país, y por las condiciones y disponibilidad de recurso renovable de cada región. Por lo tanto, para apoyar la fase de pre-desarrollo de la transición energética es necesario buscar los escenarios que estimulen la adopción de sistemas de captación renovables en viviendas, edificios o industrias.

La expansión de los sistemas energéticos orientados a la comunidad con un enfoque de abajo hacia arriba (*Bottom Up*) fortalecen el poder sociopolítico y rompen el esquema monolítico de generación centralizada. Según Schönberger, el apoyo popular desde las bases, institucionalizado, y difundido ampliamente a lo largo de un país permite el desarrollo exitoso de la generación con energía renovable descentralizada en forma de sociedades eléctricas (Schönberger 2013).

Según Yamamoto (Yamamoto 2018), uno de los factores más cruciales para que un proyecto local con energías renovables tenga éxito, es la participación de la comunidad en el proyecto. Las cooperativas de energía renovable pueden considerarse una forma de organización social participativa. Además, de la participación de sus miembros como accionistas de las instalaciones de energía renovable como propiedad comunitaria.

En este escenario de transición energética se destaca la importancia de hacer énfasis en el contexto de cada país, ya que las particularidades económicas, sociales, políticas y geográficas son factores que hacen que el fomento de la transición energética esté condicionado por los recursos del territorio, la sociedad y su entorno construido. Por ejemplo, el efecto de la forma urbana compacta en la densidad de energía (W/m^2), los tipos de asentamiento (viviendas multifamiliares versus viviendas unifamiliares), la disponibilidad y/o practicabilidad de los sistemas públicos de la infraestructura del transporte, etc.

2.1.3 Condiciones para el fomento de una transición energética urbana

La generación de electricidad es una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero en todo el mundo. Una solución alternativa de bajas o nulas emisiones y sin costes de

combustible es la implementación de las tecnologías de generación con fuentes de energía renovable (Ahmed 2016). Para lograr la implementación a gran escala de la electricidad de origen renovable hay que superar varios retos. Uno es superar la dependencia de los combustibles fósiles, especialmente carbón y gas natural, que son una fuente barata y fiable de electricidad. Se trata de un reto de gran envergadura con importantes ramificaciones socioeconómicas debido a la complejidad del sistema productivo y financiero vinculado a la obtención y uso de combustibles fósiles, y la gran cantidad de capital cautivo en las inversiones e infraestructuras que lo hacen posible. Otro gran reto, de cariz más tecnológico, es solucionar el problema de la intermitencia y/o aleatoriedad de las energías renovables, que dificulta su penetración en la red (Kuik et al. 2016; Jones 2017).

En este contexto, el cambio de modelo implicará una significativa expansión e integración de fuentes de energía renovable descentralizadas y de sistemas de acumulación en las estructuras de suministro existentes o el desplazamiento de las estructuras existentes por otras nuevas, de una manera progresiva y normalizada. Por tanto, los elementos del nuevo sistema tendrán que implementarse de forma gradual facilitando la convivencia entre el viejo y el nuevo sistema hasta lograr la transición energética total (Ahmad 2017).

Estudios realizados sobre la transición energética financiados por la Comisión Europa (CE), muestran que las energías renovables pueden ser perfectamente una solución a los requerimientos energéticos de la humanidad (Dobbins 2017). Según R. Sans es posible la viabilidad técnica y económica de la sustitución total de las energías procedentes de los combustibles fósiles por soluciones 100% renovables sin que ello implique un descenso significativo del nivel de bienestar actual (Sans 2014).

Hager C. et al. hace un análisis de los factores que influyen en el avance de las políticas de energía renovable a nivel municipal. Básicamente, presenta los factores para determinar el grado en que los municipios pueden introducir estrategias para promover la transición energética (Hager & Stefes 2016). En la Fig. 2. 3 se muestra algunos de los factores potenciales que influyen al fomento de la transición energética.

Dentro de los factores relacionados con el contexto del problema, se analizan tres aspectos que servirán de base: el potencial de energía renovable de territorio, la infraestructura física disponible y la estructura económica de la región.

Los factores relacionados con el potencial de energía se refieren a las ventajas geográficas para el uso de la energía renovables como son la eólica (*on-shore* y *off-shore*), solar y biomasa, y otros factores como la proporción de paisajes y áreas protegidas de conservación, etc.

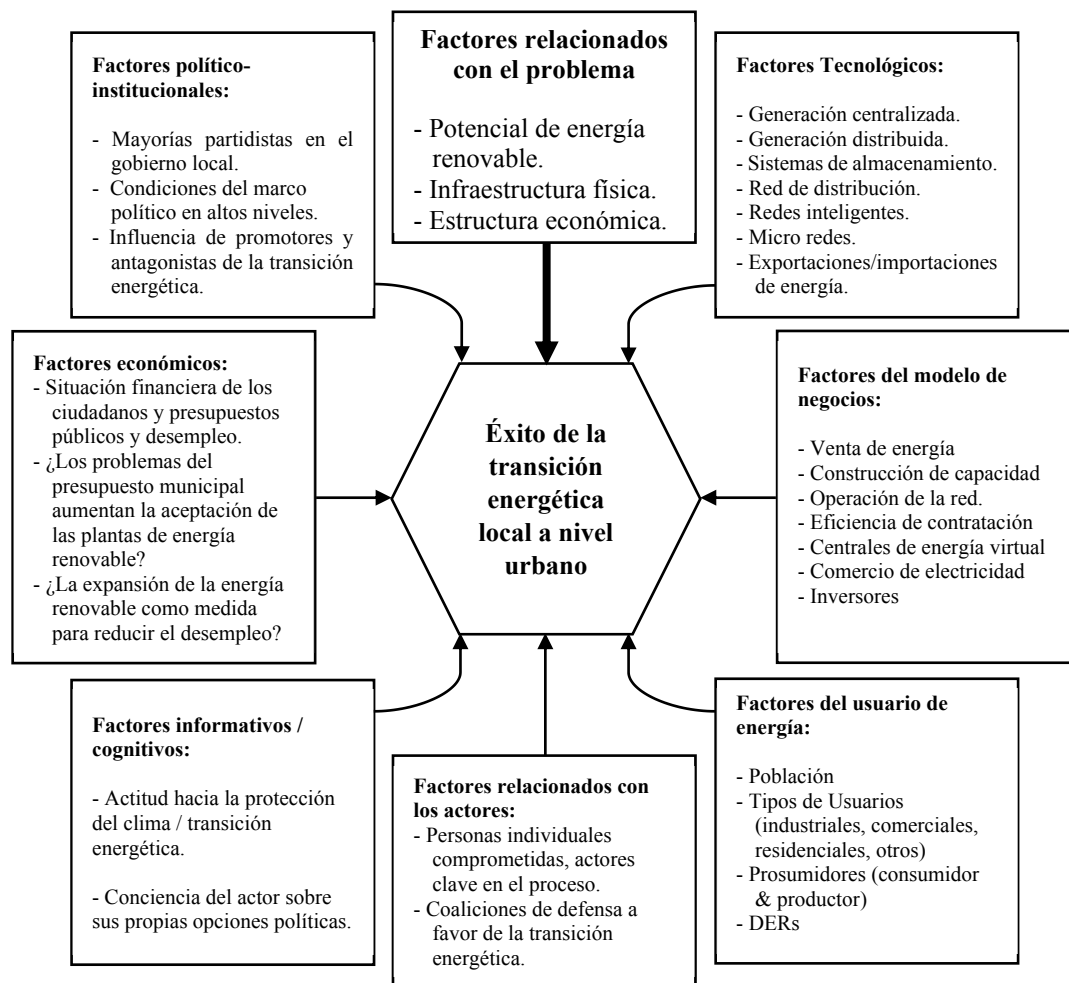


Fig. 2. 3. Factores para promover la transición energética a nivel urbano.

Fuente: Adaptado de (Hager & Stefes 2016; Ulli-Beer et al. 2017)

Los factores relacionados con la infraestructura física tienen relación directa con la tecnología, los sistemas de generación, almacenamiento, distribución y control de la energía. En este sentido se pone de manifiesto la disponibilidad y la capacidad de producirla localmente. Además de diagnosticar el estado actual del sistema energético y las necesidades futuras para la transición.

Por otro lado, los factores relacionados con la estructura socioeconómica que pueden afectar o influir en las decisiones políticas para establecer un compromiso con la transición energética. Por ejemplo, los puestos de trabajo local generados o destruidos por la actividad, los puestos de trabajo creados con una instalación renovable o la ocupación generada por una planta de combustibles fósiles existente, o la relación entre las instituciones municipales y las empresas de generación.

En la Fig. 2. 4 se muestran los factores para promover la transición energética tomando como base la infraestructura energética, se incluyen variables sociales, políticas y tecnológicas que puedan causar impactos.

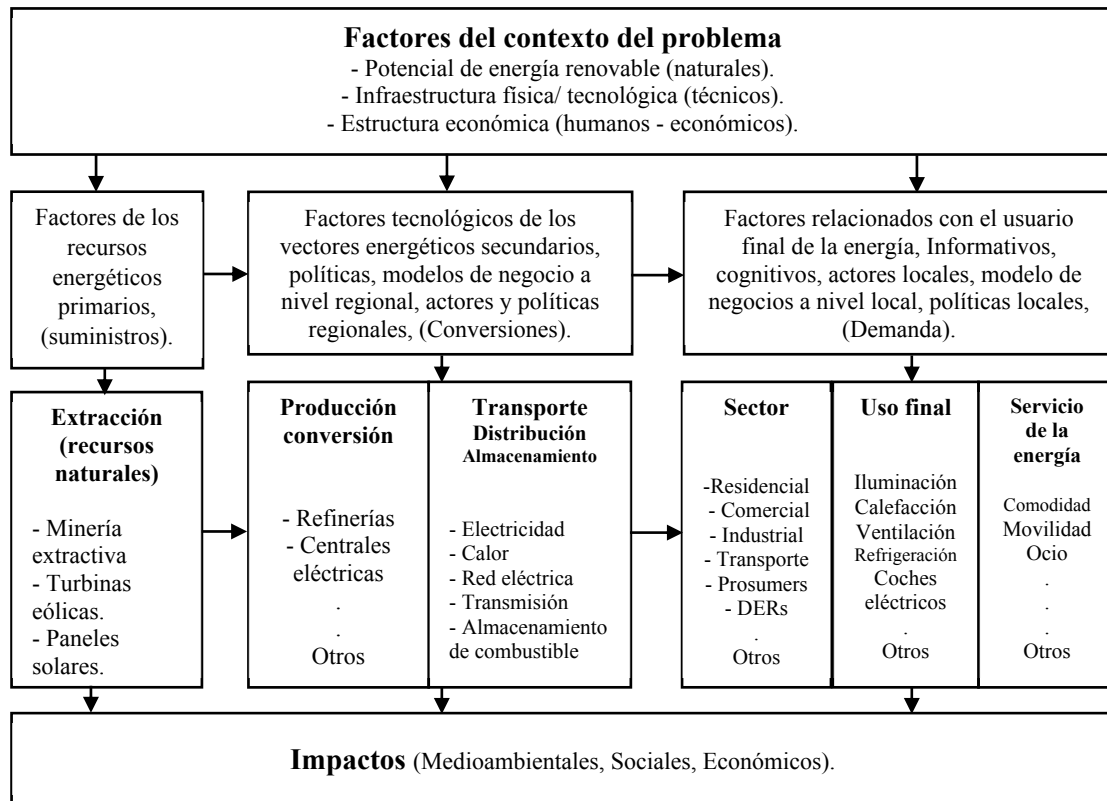


Fig. 2. 4. Factores para promover la transición energética de un sistema energético urbano.

Fuente: Adaptado de (Blok 2006; Rosales Carreón & Worrell 2017)

En la práctica es necesario realizar una lectura exhaustiva de los factores que influyen al avance de la transición energética, de esta manera se conseguiría disminuir al máximo las dificultades que pudieran entorpecer el avance de la transformación del sistema energético, entendiendo que el sistema tiene componentes sociales y técnicos.

Un sistema energético puede analizarse como una red interrelacionada de fuentes y reservas de energía (suministro o energía primaria), conectadas por transmisión y distribución (energía secundaria) hasta los usuarios (energía final). No obstante, cuando se trata de entender los factores que intervienen en la transición energética del sistema energético a nivel urbano, la complejidad aumenta por las múltiples variables que intervienen, por lo tanto, estos estudios deben ajustarse a normas estrictas en términos de transparencia, terminología, metodología y datos energéticos utilizados (Grubler et al. 2012).

2.1.4 El territorio y la energía

La civilización humana ha llegado a ser vista como predominantemente urbana (Crysler et al. 2012). Según la *Global Energy Assessment* (GEA), la mayor parte del crecimiento urbano continuará ocurriendo en centros urbanos pequeños y medianos, y con menor influencia en las mega ciudades que ya están consolidadas. Esto plantea serios desafíos políticos.

La ciudad es un elemento fértil con una relación vital con el territorio. El diseño de la ciudad misma no puede tener sentido si es incapaz de entender las relaciones entre el contexto territorial y los recursos que se pueden obtener del mismo. El contexto territorial es a menudo también un recurso creativo, que nos obliga a ampliar nuestra visión de proyecto urbano, e integrar algo que originalmente era ajeno, la energía (Sargolini 2012).

El ámbito urbano es esencial en el proceso de transición energética local, puesto que la demanda de energía está concentrada en el entorno construido y su uso está monitorizado, por lo que, se lo puede tomar como referencia inicial para plantear un nuevo modelo energético (Webb et al. 2015). En entornos urbanos hay muchas oportunidades de conseguir datos reales que permitan ajustar los modelos con precisión, evitando las falacias que se utilizan para esconder socialmente el bajo rendimiento del modelo actual (Goodsite & Juhola 2017).

La densidad de potencia (W/m^2) de las zonas urbanas tiende a elevarse debido al incremento de la población urbana y a los mayores consumos per cápita (Grübler et al. 2013). Esto provoca un desfase importante entre la baja densidad de energía de los flujos de energía renovable y las densidades de energía relativamente altas de los usos urbanos finales de la energía. Esto significa que un sistema basado en la energía renovable requerirá una profunda reestructuración de las infraestructuras heredadas de la era de los combustibles fósiles, con importantes consecuencias ambientales y socioeconómicas (Smil 2010; Dhakal & Ruth 2017)

En el contexto latinoamericano en general el crecimiento urbano es extensivo, disperso y de baja densidad. Esto es así porque la mayor parte de sus tejidos son de vivienda unifamiliar tipo ciudad jardín. Según J. Jacobs y M. Rodríguez el desarrollo extensivo y disperso de baja densidad responde mal a los requerimientos urbanos y medioambientales, excepto cuando se combinan con otros tipos edificatorios de mayor densidad (Jacobs 2011; Rodríguez-Tarduchy et al. 2011).

Este tipo de crecimiento urbano extensivo y disperso va de la mano con el crecimiento de la red eléctrica, y con ella crecen de forma proporcional las pérdidas de energía. Es decir, cuanto más extensa y dispersa es la zona urbana, más pérdidas de energía se generan en el sistema de distribución. En este contexto, el sistema eléctrico de distribución es una pieza de ingeniería que se ha de optimizar en el proceso de transición energética (Sager-Klauff C. 2016).

La descentralización del sistema debida a la integración de generación renovable distribuida, la eficiencia energética, la integración de nuevos actores como los prosumidores (*prosumers*), la retirada de las plantas de generación no renovables por el agotamiento de los recursos y la configuración de la zona urbana convierten el proceso de transición en un sistema complejo en donde intervienen innumerables variables, por lo que para su análisis se tendrá que procesar una infinidad de datos (Brandt 2016; Ringler et al. 2016; Ardakanian et al. 2016).

En este sentido la Sociedad de Gestión de Datos Urbanos (*Urban Data Management Society*, UDMS) ha destacado los cambios y las tendencias de los datos urbanos y la gestión de los mismos. La tasa de la aparición de nuevos datos y nuevas tecnologías nunca ha sido tan rápida como es ahora. El volumen de los datos generados ha dado lugar a la investigación en *Big data* para manejar mejor los datos, analizarlos y visualizarlos en diferentes contextos (Rumor et al. 2007). Por lo tanto, un conocimiento preciso y oportuno de los usos eléctricos a través de sensores es un requisito esencial para impulsar un proceso de descentralización y debe ser una funcionalidad básica de cualquier sistema urbano (Pfeffermann & Gould 2017; Osburg & Lohrmann 2017).

La transición energética podría verse afectada por la ausencia de datos y, por lo tanto, de información para orientar la política a nivel urbano. Esto puede limitar y debilitar la gobernanza y las capacidades institucionales, por lo que se requieren esfuerzos serios para la creación de capacidades, nuevas aplicaciones de teledetección, información y técnicas de apoyo a las decisiones y nuevas alianzas institucionales a nivel local.

2.1.5 Sistemas socio-técnicos de las infraestructuras energéticas

Según Landegren et al., las infraestructuras energéticas son sistemas socio-técnicos, que permiten conectar a los proveedores y consumidores de bienes y servicios (Landegren et al. 2016). A lo largo de la historia se han desarrollado muchas infraestructuras para que cumplan funciones sociales: el suministro de energía, agua potable, transporte, telecomunicaciones y eliminación de aguas residuales. Estos elementos físicos interconectados contienen elementos sociales, como personas, gobiernos y empresas. Además de las formas institucionales como la legislación, la regulación y las normas a través de las cuales el comportamiento es configurado socialmente.

En la Fig. 2. 5 se muestra los principales componentes de un sistema socio-técnico. Varios actores forman parte de la infraestructura energética, ya sean privados y/o públicos. En algunos casos los gobiernos nacionales, regionales y locales, son responsables del buen funcionamiento de partes de la infraestructura y para este fin establecen políticas, legislación y reglamentos. Por lo tanto, dependiendo de la política energética de cada país, los gobiernos y/o las empresas invierten en partes de las infraestructuras de energía y se encargan de su operación.

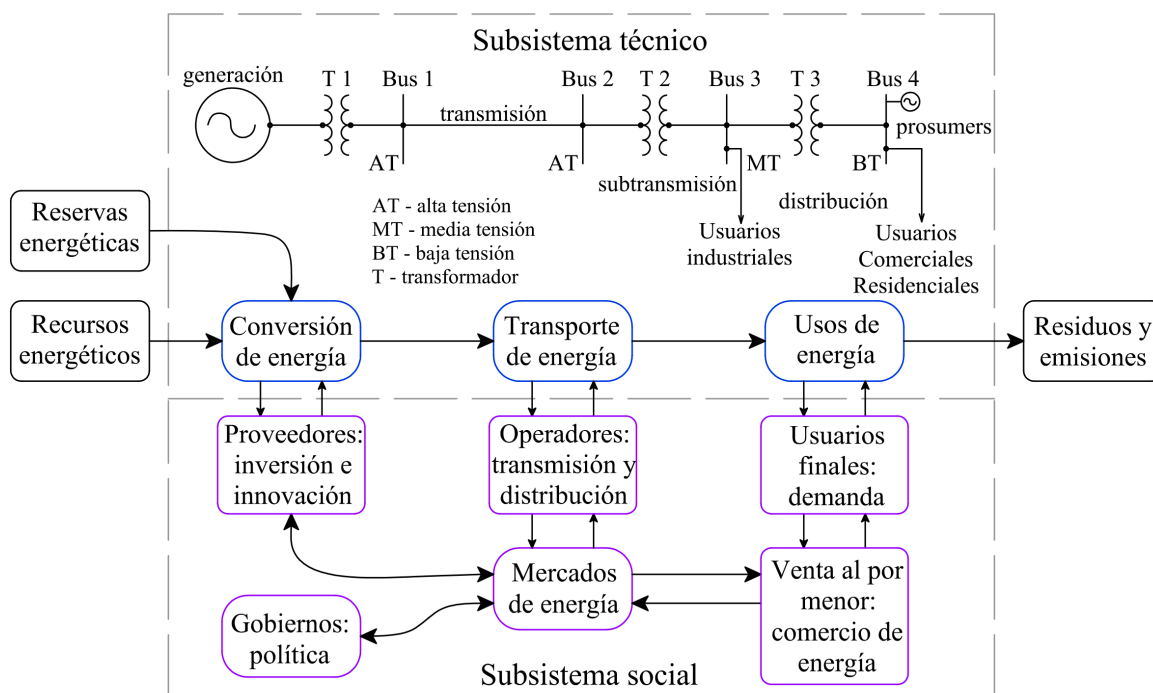


Fig. 2. 5. Infraestructura eléctrica de un sistema urbano como sistema socio-técnico.

Fuente: elaboración propia

Los sistemas socio-técnicos indican que el cambio en elementos sociales y tecnológicos no puede separarse por completo. Las decisiones relativas a la infraestructura energética influyen en la selección de fuentes de energía y en la elección e inversión de tecnologías de conversión de energía, transporte, organización de sectores energéticos y la mitigación de externalidades. La innovación de los sistemas implica desarrollar, diseñar e implementar nuevos elementos tecnológicos y sus interdependencias con otros elementos del sistema, especialmente las relaciones entre los humanos, la tecnología y la energía.

2.2 Evolución de un sistema de distribución de pasivo a activo

Los sistemas de distribución tradicionales con generación de energía centralizada se denominan Sistemas de Distribución Pasiva (*Passive Distribution Systems, PDS*), en donde el flujo de energía es unidireccional. Sin embargo, la topología del sistema permite cada vez más el flujo de energía bidireccional debido a la integración de componentes activos, como la generación distribuida (*Distributed Generation, DG*) y demanda flexible (*Demand Response, DR*), (Zeng et al. 2016). Por lo que el sistema se está transformando a lo que se denomina un sistema de distribución activo (*Active Distribution Systems, ADS*).

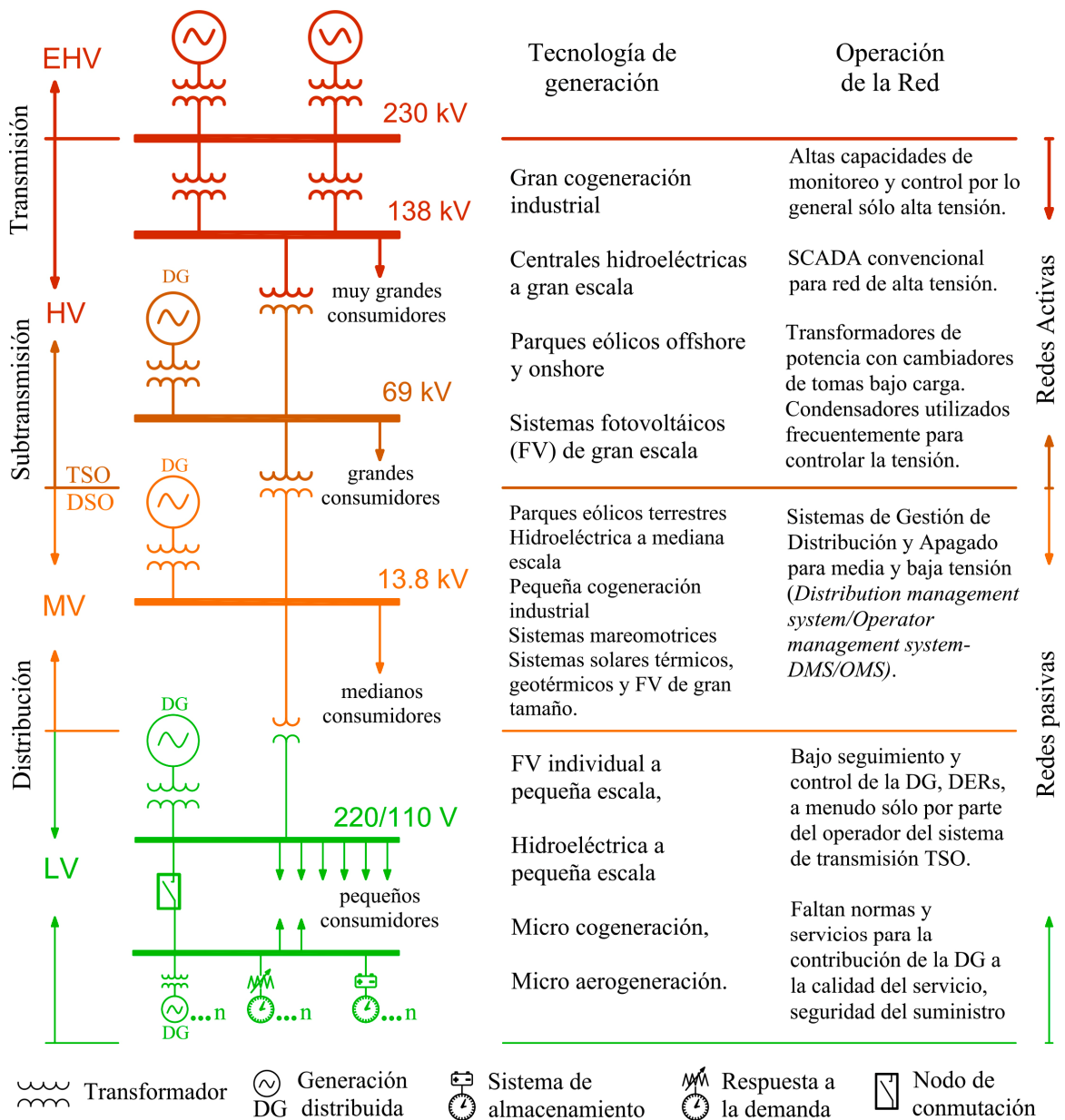


Fig. 2. 6. Sistema de distribución Activo - Pasivo.

Fuente: elaboración propia en base a (Cossent et al. 2009)

En la Fig. 2. 6 se ilustra el nivel de supervisión y control de las redes de distribución tradicionales (Farhangi 2010). En el nivel alta tensión (HV) las redes son activas y disponen de un alto grado de monitorización y control. En media y baja tensión (MV, LV) son en su mayor parte pasivas, los operadores de redes de transporte (*Transmission System Operators*, TSOs) carecen de visibilidad y control. Cuanto menor es el nivel de monitorización, menor es la flexibilidad operativa (Hannovermesse 2014).

Un sistema de distribución activo es parte de una red inteligente (*Smart Grid*, SG) que utiliza tecnologías digitales avanzadas (*Smart Meters*, SM) para comunicar, monitorizar, controlar y gestionar el transporte de la electricidad de todas las fuentes de generación, para satisfacer las

preferencias de los clientes y las empresas de servicios públicos de manera eficiente (Díaz-Gonzalez, Francisco 2016).

Existe una abundante y creciente bibliografía sobre la transformación actual o potencial que está teniendo o que puede tener el sistema energético local. Esta importante evolución afectará a la gestión de la energía, impulsada en gran medida por la confluencia de varios factores como son la demanda flexible (Ożadowicz 2017; Ayón et al. 2017), la generación distribuida (Jain et al. 2017), los sistemas de almacenamiento de energía (Alhamali et al. 2016), los dispositivos avanzados de control y la electrónica de potencia (Maza-Ortega et al. 2017; Wang et al. 2016).

La integración de múltiples generadores pequeños y medianos crean nuevas opciones para el suministro y consumo de servicios eléctricos, especialmente en el lado de baja tensión. Esto implicará implementar un alto grado de monitorización y control en tiempo real para gestionar la energía. Por lo tanto, es necesario idear el nuevo sistema renovable, estableciendo formas de convivencia y de compatibilización entre el nuevo y el viejo sistema. Además, se debe tomar en cuenta que estos nuevos actores estarán bajo diversos regímenes regulatorios que afectarán al avance de la transición energética (Burger et al. 2017).

Sin embargo, el monitoreo y control de los sistemas de distribución de energía todavía no se ha implementado ampliamente debido a que han sido mayormente pasivos con flujos de energía unidireccionales (Ahmad et al. 2018). Este escenario está cambiando progresivamente debido a una generación de energía más dispersa a pequeña escala, cargas que responden a la demanda y dispositivos de almacenamiento. Además de dispositivos de medición con diferentes velocidades de datos que apoyan la gestión de la energía.

En este contexto, se requiere de herramientas que permitan integrar, estimar y sincronizar en tiempo real la generación de esta energía densa, diversa y distribuida en un entorno urbano. Por tanto, para lograr esta interoperabilidad entre la distribución física y la comunicación es necesario robustecer e implementar sistemas de monitorización y control a nivel de baja tensión. De esta manera se promueve la autonomía, pertenencia, conectividad, diversidad y emergencia del sistema de distribución activo (ADS).

A medida que continúa la transformación de la infraestructura del sistema eléctrico surgen varios enfoques analíticos. Estos dependen del nivel de agregación y de una multiplicidad de leyes físicas, políticas, regulaciones y contratos. Por lo que las empresas de energía eléctrica necesitan permanecer alertas para asegurar la eficiencia energética, la fiabilidad y la seguridad. En la literatura encontramos una tendencia por abordar el problema desde la combinación de los enfoques *Bottom Up* y *Top Down* (Jones Phil et al. 2013).

En la Fig. 2. 7 se muestra la combinación de los enfoques *Bottom Up* y *Top Down*. Esta combinación de enfoques puede ser utilizada metodológicamente para el análisis de los sistemas energéticos, dando lugar a los enfoques Híbridos (Crespo del Granado et al. 2018).

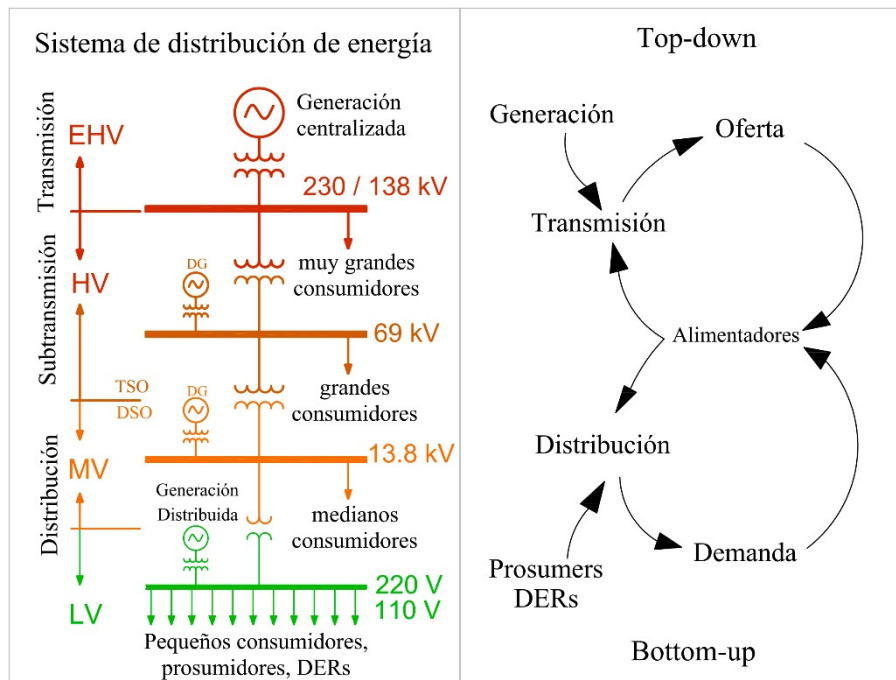


Fig. 2. 7. Combinación de los enfoques analíticos del Sistema de Distribución.

Fuente: elaboración propia

Las tecnologías de la información y las comunicaciones permiten una mejor visibilidad del uso de la red y un mayor control de los sistemas de energía, permitiendo al usuario producir, transmitir y consumir la energía de manera más inteligente. Por esto, en esta era, los usuarios de electricidad deberán ser más activos, aportando flexibilidad al sistema y, en consecuencia, serán más conscientes de los verdaderos costes y beneficios potenciales de la gestión de su consumo o producción de electricidad (Sanduleac et al. 2017; Lloret-Gallego et al. 2017).

2.2.1 Sistema pasivo & Paradigma *Top Down*

Las redes de distribución tradicionales tienen un enfoque descendente *Top Down*, bajo el paradigma la generación sigue a la demanda. Su función principal es suministrar energía que fluye unidireccionalmente desde las grandes centrales eléctricas hasta los usuarios finales, que se encuentran en estado pasivo (Jones Phil et al. 2013).

Un usuario pasivo no cuenta con tecnologías inteligentes en el hogar (*Smart Home Technologies SHT*). No dispone de medidores inteligentes, ni de pantallas táctiles que le ayuden a visibilizar la energía, por lo que, no puede obtener información en tiempo real de sus usos energéticos y tarifas.

Por lo tanto, no cuentan con la funcionalidad de gestión de la energía para controlar y optimizar los usos energéticos y la micro-generación. Las viviendas energéticamente inteligentes fomentan, por tanto, una transformación de los usuarios pasivos a usuarios activos, y convertirán a las viviendas en un centro neurálgico de energía (*Energy Hubs*) que permitirán cortar, recortar, cambiar, actualizar o desplazar la energía (Hargreaves & Wilson 2017).

En la Fig. 2. 8 se muestra los componentes del sistema de distribución actual. Se representa la infraestructura física del sistema de transmisión de potencia y del sistema de comunicación y control.

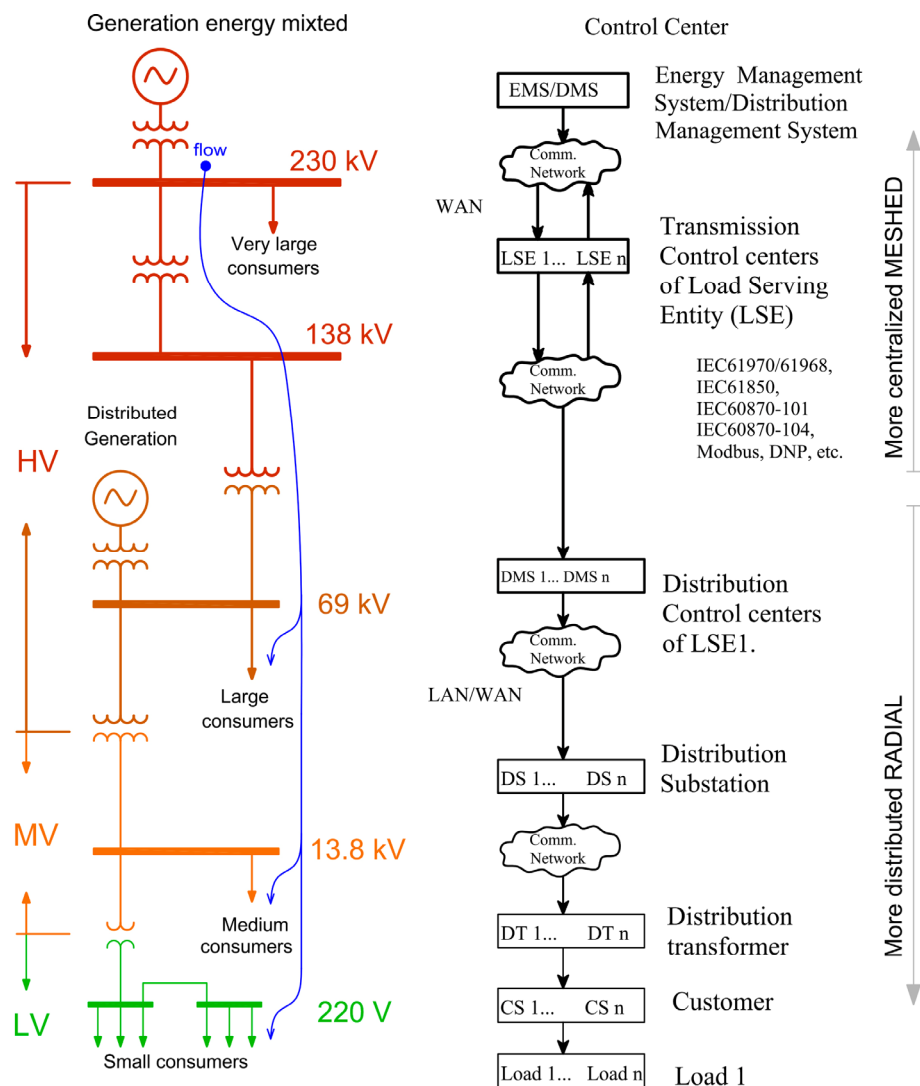


Fig. 2. 8. Paradigma "Top-Down", sistema de distribución eléctrico.

Fuente: elaboración propia

En un sistema tradicional, el enfoque *Top Down* se basa en hacer una lectura de los flujos de energía desde la generación centralizada hasta los alimentadores de las subestaciones, de este modo se obtienen los datos de generación y usos eléctricos de forma agregada. La escala temporal y la

velocidad para la adquisición y procesamiento de datos dependerá de la tecnología y la estructura del sistema de adquisición de datos.

2.2.2 Sistema Activo & Paradigma *Bottom up*

El enfoque ascendente *Bottom Up* realiza un seguimiento del consumo de energía que tienen los usuarios en cada intervalo de tiempo, así como de su ubicación en la red. Estos datos temporales y espaciales se emplean como pronóstico de carga (Mahmoudi et al. 2017). De este modo, la perspectiva ascendente, representa a los usuarios y su comportamiento. A su vez, estos pueden combinarse con la visión descendente para obtener una visión general de las condiciones de la red.

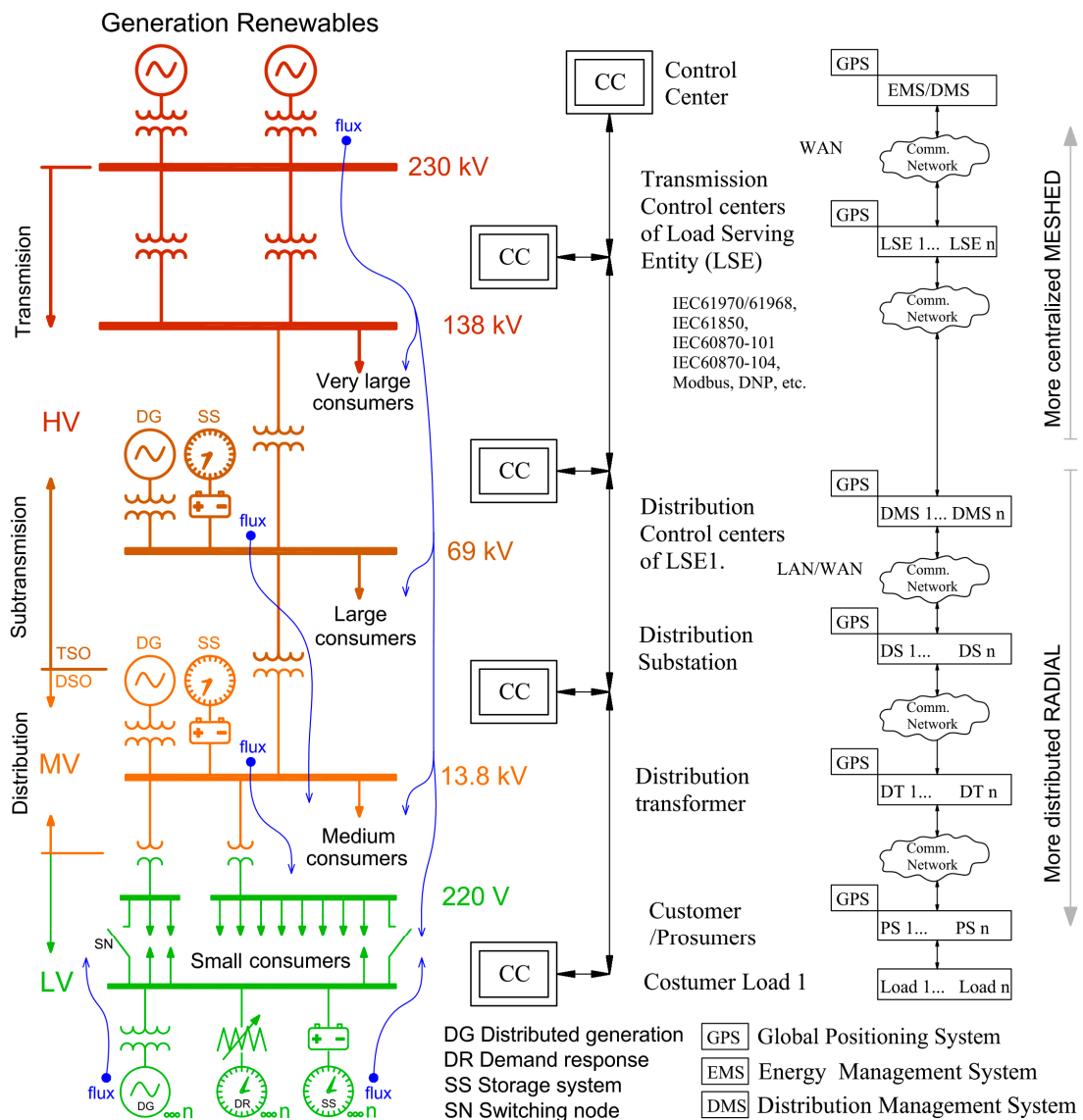


Fig. 2. 9. Paradigma "Top-Down/Bottom-Up", sistema de distribución.

Fuente: elaboración propia

En la Fig. 2. 9 se muestra una posible configuración futura del sistema de distribución incluyendo los sistemas de generación distribuida DERs en media y baja tensión (Li et al. 2017; Silos et al. 2017). El cambio que está experimentando la red eléctrica, en la infraestructura física y de regulación (comunicación y control), es acelerado. Los sistemas de distribución centralizados están en transición hacia sistemas energéticos distribuidos y/o descentralizados. Esto se debe, en gran parte, a los avances en la gestión de la energía con sistemas de almacenamiento, la integración de renovables y a la implementación de tecnologías de la información y comunicación (Tahir et al. 2016; Howell et al. 2017).

Con el advenimiento de una infraestructura avanzada de medición inteligente se logrará de manera eficiente y segura la comunicación entre el operador del sistema y los clientes finales, por lo que la red tendrá flujos de potencia bidireccionales, que permitirán ajustar la demanda con respecto al estado del sistema (Ponnaganti et al. 2017).

En el modelo ascendente el término "recursos energéticos distribuidos" (DER) se emplea profusamente, a menudo con significados diferentes. En esta investigación, los DERs se definen como cualquier recurso capaz de proporcionar servicios eléctricos, si están localizados y funcionan dentro del ámbito de la distribución en media y baja tensión. Pero, a pesar del enfoque de esta definición, también se considera como generación distribuida a un parque eólico conectado en alta tensión si está cerca del centro de consumo.

El paradigma de una red descentralizada está caracterizado por una alta penetración de recursos energéticos distribuidos (DERs) especialmente en el nivel de media y baja tensión. Los prosumidores (consumidores y productores), la interoperabilidad y la gran cantidad de datos, conducirá a nuevos retos y oportunidades a medida que el *statu quo* de un sistema de distribución tradicional centralizado cambie a un sistema de distribución descentralizado. Esto acentúa la necesidad de un sistema de distribución activo especialmente en baja tensión (Li et al. 2017) (Antoniadou-ptytaria et al. 2017).

La vinculación de los enfoques ascendentes y descendentes es un tema clave para el análisis de flujos del sistema energético. El nuevo paradigma de la distribución de la energía eléctrica con usuarios activos y generación descentralizada exige nuevas herramientas de análisis que le den una visión integral al sistema, por lo que es una necesidad desarrollar una metodología holística que examine desde un punto de vista geográfico, ambiental, social y técnico el sistema energético urbano. Adaptar las herramientas de análisis disponibles a las necesidades de los actores locales

que gestionan la transición del sistema energético es un reto metodológico a desarrollar, que servirá para apoyar el análisis de los flujos energéticos de un sistema.

2.2.3 Generación distribuida

La definición de la generación distribuida aún no se ha unificado. En términos generales el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), coinciden en que la generación distribuida o descentralizada es aquella que se obtiene lo más próxima al consumidor, e incluso en muchos casos es el propio consumidor quien la genera, adoptando el papel de prosumidor (Technologies & Impacts 2017). Según J. A. Carta González et al. puede estar conectada a la red de baja o media tensión, e incluso a la red de transporte, y se clasifica en función del tamaño de la siguiente manera: instalaciones de hasta 50MW en alta tensión, 10MW en media tensión y 100kW en baja tensión (Carta González et al. 2013).

La integración de generación distribuida en las redes de distribución es un tema de actualidad y se estudia desde diferentes puntos de vista: la minimización de la pérdida de potencia activa y reactiva; la minimización de los gases de efecto invernadero; la maximización de la capacidad de carga; la estabilidad; la seguridad; la capacidad de transferencia; la mejora del perfil de voltaje; y la gestión flexible (Singh & Sharma 2017).

2.2.4 Balance Neto

El Balance Neto tiene su filosofía centrada en el consumidor. Según el Real Decreto Español 900/2015, se define autoconsumo al consumo neto (diario) de energía eléctrica proveniente del interior de la red de un punto de suministro o instalación titularidad de un consumidor o de un productor destinada para el consumo propio, y que comparten instalaciones de conexión con la red principal, cumpliendo los requisitos establecidos en la normativa (Colmenar et al. 2016).

En un sistema de medición neta, el cliente puede inyectar energía a la red principal cuando su sistema está produciendo excedentes, recibiendo por la energía un crédito en kilovatios-hora. El crédito se puede aplicar para compensar el consumo de electricidad dentro del ciclo de facturación actual (mensual) y a menudo también en ciclos de facturación futuros. Normalmente, se le permite al cliente tener un saldo de energía neto mensual o anual de cero (Felix A. Farret 2006).

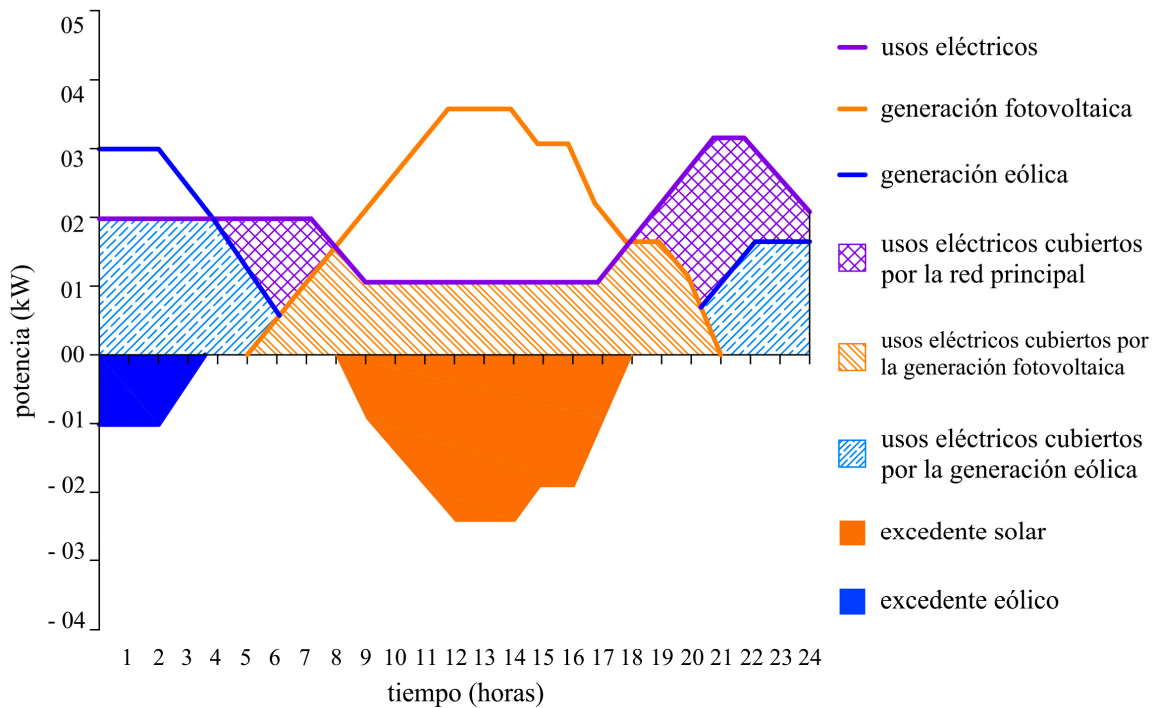


Fig. 2. 10. Consumo eléctrico y generación renovable de un usuario residencial.

Fuente: elaboración propia adaptado de (Carta González et al. 2013).

En la Fig. 2. 10 se muestra un caso ideal de los usos eléctricos y la generación renovable de un usuario doméstico a lo largo de un día, que cuenta con generación eólica y solar a escala pequeña. Esta energía, debido a su intermitencia y/o aleatoriedad, en unos instantes producirá más de lo que consume, vertiendo el excedente de generación a la red principal, y, en otros instantes, consumirá más de lo que genera, necesitando importar de la energía que se ha vertido, (todo esto dentro del periodo de tiempo establecido, en este caso 24 horas).

El desarrollo del concepto de Balance Neto aplicado a una vivienda, edificio, o inclusive a una zona urbana permite plantear varias hipótesis. Una forma sería buscar los mecanismos de compensación de saldos, para fomentar la generación distribuida, y otra sería utilizar al sistema eléctrico principal como un sistema equivalente de almacenamiento que genera derechos de consumo. El consumidor pagaría el coste por el servicio de almacenamiento, abonando unos peajes por el uso de la red y la gestión de los excedentes de energía (Faghihi et al. 2015).

En este contexto, se deja en evidencia la importancia de que existan políticas a nivel urbano que permitan crear un escenario con periodos de amortización viables para el desarrollo de las energías renovables. Por tanto, con esta filosofía de Balance Neto, el consumidor de electricidad (comercial, industrial o residencial) o inclusive una ciudad (empresa municipal de energía, sociedades

eléctricas, universidades) pueden formar parte del proceso de transición energética y puede decidir producir con sus propios medios la energía para cubrir sus usos.

2.3 Metodologías para la evaluación energética en zonas urbanas

El futuro sistema energético de las zonas urbanas no se basará en una única tecnología energética centralizada, sino en una combinación de múltiples sistemas energéticos distribuidos. Reconfigurar la red urbana, que está constituida predominantemente de energía centralizada, a una configuración más distribuida es un desafío global. En este sentido, el análisis energético de las zonas urbanas es complejo por las múltiples variables que intervienen. Por esta razón, las compañías eléctricas y la ciudadanía necesitan métodos que les permitan tener un mayor conocimiento y conciencia del sistema energético.

La arquitectura de información espacial proporciona una forma integral de dar a las empresas de servicios públicos enfoques e información sólida para enfrentar los desafíos futuros y considerar soluciones que les permitan guiarse hacia la sostenibilidad energética.

Según Li C. la relación entre los usos energéticos y el espacio urbano de alguna manera se ha pasado por alto y ha habido una falta de atención en las aplicaciones de los sistemas de información geográfica (GIS) para el análisis de la energía urbana (Li 2018).

Ordenar los datos en capas de información georreferenciadas permite visualizar, ilustrar y analizar espacialmente las características urbanas desde un punto de vista socio técnico. Por ejemplo, el potencial de generación de energía renovable y el área de influencia, los usos energéticos por tipo y la capacidad del sistema de distribución. Además, permite interpretar datos de muchas maneras revelando relaciones, patrones y tendencias en forma de informes y cuadros que sirven de apoyo a la gestión del territorio, preparación para emergencias, etc.

La tecnología GIS mejora la integración organizativa, puede integrar el hardware, el software y los datos para capturar, administrar y analizar todas las formas de información geográficamente referenciada e integrarlas en cualquier marco del sistema de información empresarial.

En la Fig. 2. 11 se muestra un esquema general de los componentes que intervienen en un sistema de información espacial. Una de las ventajas de ordenar la información en una estructura de capas georreferenciadas es la estandarización a nivel mundial. Esta información está en todas partes y se puede acceder y divulgar desde muchas fuentes y diferentes contextos, por lo tanto, un método de análisis con bases GIS es flexible y replicable (Longley et al. 2015).

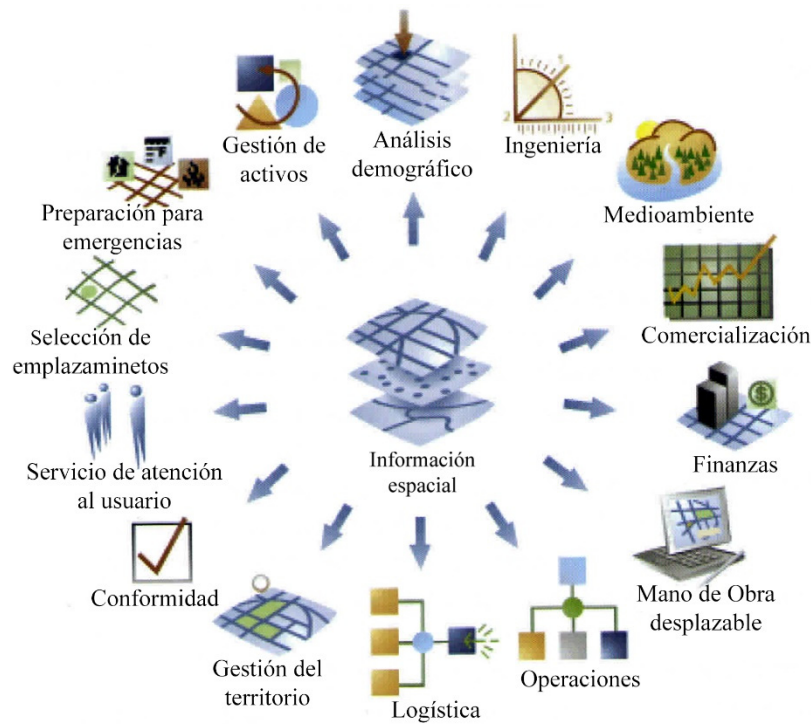


Fig. 2. 11. Sistema de información espacial.

Fuente: Environmental Systems Research Institute - ESRI

En este apartado se pretende proporcionar una visión general de los modelos que se ocupan del análisis de la energía urbana. Se identifican tres categorías de los sistemas de información geográfica aplicados a entornos urbanos, que incluyen: la evaluación de las fuentes potenciales de energía, la evaluación de los usos energéticos y los modelos de evaluación y gestión de los flujos energéticos.

2.3.1 Métodos para la evaluación potencial renovable

El creciente desarrollo e integración de sistemas descentralizados con fuentes de energía renovable pueden desempeñar un papel significativo en la expansión y diversificación de la matriz energética urbana y con esto alterar el comportamiento y la percepción de la comunidad con respecto al consumo de energía, a través de la participación activa en el sistema. Esto abre la posibilidad de generación local de energía a partir de fuentes de energía renovable en entornos urbanos.

En este contexto, las técnicas basadas en los Sistemas de Información Geográfica combinadas con técnicas de teledetección se utilizan para desarrollar metodologías que permiten la evaluación del potencial de las fuentes de energía renovables en entornos regionales y locales (Adam et al. 2016; Yahyaoui 2018).

Este enfoque espacial del análisis energético permite optimizar la ubicación de centrales eólicas, plantas solares, centrales hidráulicas y plantas de biomasa a nivel regional y local. Además, mejora la interacción e interconectividad entre capas proporcionando a las empresas locales información sólida para comprender el contexto que les rodea y tomar de decisiones (Malczewski & Rinner 2015; Matejicek 2017).

En la Fig. 2. 12 se muestra un método para la evaluación del potencial del recurso eólico en zonas urbanas. En el ámbito urbano se considera el análisis de los recursos eólicos, hidráulicos, solares y de biomasa.

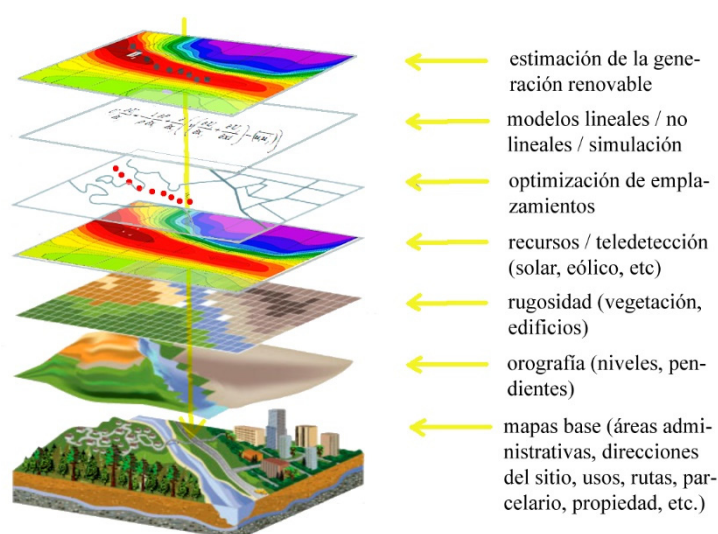


Fig. 2. 12. Método para la evaluación del potencial renovable en zonas urbanas.

Fuente: elaboración propia en base a ESRI

El recurso eólico en terrenos complejos se modela con modelos no lineales y las velocidades medias del viento a largo plazo se predicen utilizando un perfil de viento vertical logarítmico (Ayala et al. 2017). Este modelo emplea datos tridimensionales detallados de la orografía, rugosidad del terreno y edificios para estimar los parámetros aerodinámicos de la compleja superficie urbana (Zhang 2015; Emeis 2018).

El recurso solar se modela utilizando imágenes satelitales y aéreas junto con las capas cartográficas urbanas tridimensionales. Esto permite establecer la ubicación y la geometría de las estructuras de los techos para estimar la insolación, teniendo en cuenta los efectos de sombra de otros edificios y características del terreno (Lobaccaro & Frontini 2014; Sarralde et al. 2015).

El recurso hidráulico se modela integrando las observaciones meteorológicas y datos hidrológicos como la velocidad de los flujos de agua. Además, se realiza un mapeo de fuentes potenciales de energía hidroeléctrica y la ubicación de pequeñas presas. El período de tiempo

estacional se puede explorar desde el punto de vista de los cambios en la cubierta terrestre y los flujos de agua (Sene 2009).

En la evaluación del potencial renovable es necesario diferenciar dos aspectos: (1) los recursos urbanos con un enfoque *Bottom Up*, que corresponden al ámbito de los usuarios que generan energía en calidad de prosumidores, y (2) los recursos cercanos a la zona urbana con un enfoque *Top Down*, que corresponde a la generación de proximidad medianas o grandes que puede suministrar energía a la red local o regional en calidad de sociedad eléctrica o empresa pública.

Los prosumidores individuales o los agregados en forma de Planta de Generación Virtual, influirán de manera significativa en el suministro de energía local, por lo tanto, serán actores importantes en las metodologías y técnicas de optimización de las redes. Un prosumidor tendrá la capacidad de intercambiar energía en tiempo real de acuerdo a las señales de control y de precio. Para lograr este objetivo los Multiportadores Energéticos (*Energy Hub*) son una forma de integrar múltiples recursos y lograr el control óptimo del flujo de energía a nivel de usuarios finales.

2.3.2 Métodos para la evaluación de los usos eléctricos

La energía es esencial para la prestación de servicios urbanos. En la actualidad se desarrollan herramientas para integrar los enfoques de modelación urbana *Bottom Up*. Se integra el trazado de una ciudad, la estructura socioeconómica, las actividades, los vectores energéticos y las tecnologías. Este conjunto de herramientas facilitan el modelado integrado de los sistemas energéticos urbanos en todos los temas relacionados con la demanda de energía de una ciudad incluyendo los usos finales (Geertman et al. 2013; Krarti 2018).

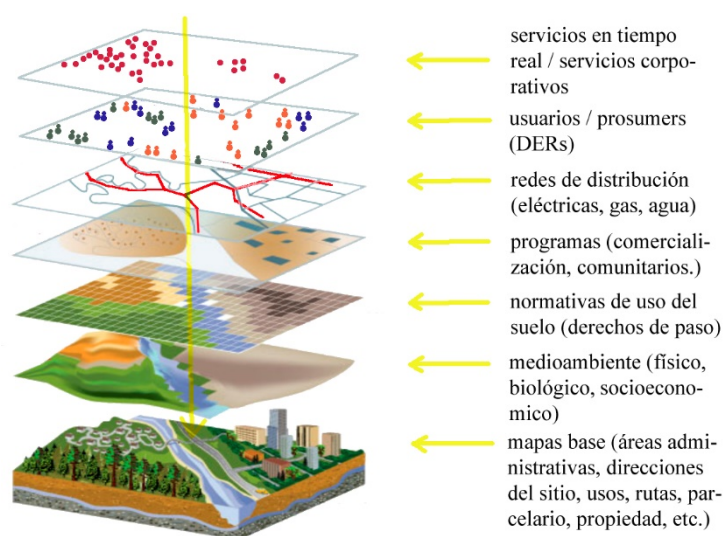


Fig. 2. 13. Método para la evaluación de los usos eléctricos a nivel regional y/o urbano.

Fuente: elaboración propia en base a ESRI

El análisis espacial (Fig. 2. 13) visualizado en forma de mapa es de gran utilidad para evaluar los usos eléctricos. Permite el procesamiento rápido de los datos desde el campo a la oficina y proporciona la capacidad de interpretar eficazmente un panorama general e identificar los sectores de mayor consumo (Gonzalez & Krarti 2017).

Las metodologías de evaluación de los usos eléctricos tienen una estrecha relación con las redes de comunicación porque es necesaria la adquisición de datos de los usos eléctricos. Además de actualizar el inventario, la ubicación y el estado de todos los activos públicos, incluyendo las nuevas redes de sensores, rúters y los medidores inteligentes (Lampe et al. 2016).

Según Meehan la red de distribución eléctrica es espacial y está constituida por una serie de capas de información: recursos, trabajadores, comunidades, asociaciones, usuarios, etc. Esta información organizada espacialmente forma la base de una red inteligente de distribución eléctrica y proporciona un marco organizado para la toma de decisiones, la colaboración y la comunicación entre personas, recursos y procesos (Meehan 2007; Meehan 2013).

En este sentido, el modelo de arquitectura Smart Grid (SGAM) proporciona una metodología sistemática para el análisis de arquitecturas de red inteligente, coordinación de actividades de estandarización, coordinación de cartera de productos, desarrollo de arquitecturas y soluciones para usuarios. Este modelo puede ser aplicado con el objetivo de identificar los requisitos funcionales y las necesidades de estandarización en el área de conexión al usuario (Lloret-Gallego et al. 2017).

El SGAM divide la cadena de suministro eléctrico en generación, transporte, distribución, recursos energéticos distribuidos y las instalaciones de los clientes (*customer premises*) y las representa en una de las dimensiones de un plano, y en la otra dimensión se incluyen las zonas que representan los distintos niveles de “gestión” del sistema eléctrico (CEN/CENELEC/ETSI 2012).

En resumen, este método de evaluación espacial de la red eléctrica ayuda a la toma de decisiones, de modo que las empresas de servicios públicos saben en dónde se están haciendo maniobras de operación y mantenimiento, qué áreas de la red están en mayor riesgo, y en dónde están añadiendo los usuarios paneles solares o turbinas eólicas, etc.

2.3.3 Modelos de evaluación de flujos energéticos

Con el fin de aplicar un modelo metodológico que permita analizar los flujos energéticos de un sistema energético urbano, se analiza en la literatura las características de los conceptos de Multiportador de Energía y Planta de Generación Virtual.

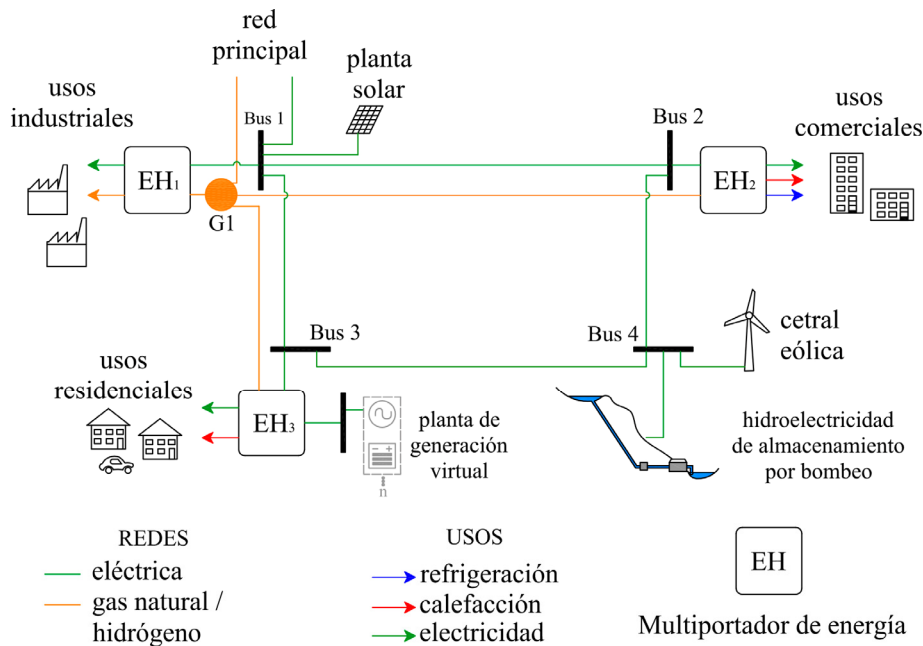


Fig. 2. 14. Ilustración de la estructura prevista de un futuro sistema de energético.

Fuente: elaboración propia adaptado de (Arnold et al. 2010)

La Fig. 2. 14 se ilustra un sistema energético basado en un Multiportador de Energía EH. Se detalla la infraestructura energética (redes electricidad, gas natural i/o hidrógeno) y los usos energéticos (industriales, comerciales y residenciales). Este modelo tiene como objetivo establecer la relación entre los flujos de generación y usos energéticos. Además, permite establecer la incidencia de la generación distribuida (solar, hidroeléctrica y eólica), e integrar la generación descentralizada urbana en forma de Planta de Generación Virtual (Arnold et al. 2010).

2.3.3.1 Multiportador de energía (*Energy Hub, EH*)

El modelo Multiportador de Energía puede incluir diversas tecnologías energéticas para la conversión, transformación, distribución y almacenamiento, tanto a escala urbana como regional, y acoplar la infraestructura energética del suelo urbano consolidado. Además, incluye información y modelos que evalúan la energía disponible en tiempo real procedente de tecnologías descentralizadas y centralizadas.

Según P. Favre-Perrod en el año 2004 en los Laboratorios de Sistemas de Potencia y Alta Tensión de la Escuela Federal Politécnica de Zúrich (en alemán *Eidgenössische Technische Hochschule, ETH*), se inició el proyecto "*Vision of Future Energy Networks*" (VoFEN) (Favre-Perrod 2005; Anon 2008). El enfoque clave del proyecto VoFEN es el llamado Multiportador de Energía. El Multiportador de Energía es un súper nodo en el sistema eléctrico, tiene un gran potencial para recibir diversos portadores de energía, como la electricidad y el gas natural y, como

solución de coste mínimo, determina cuándo, cuánto y de qué portador debe comprarse y almacenarse para satisfacer las demandas requeridas (Pazouki et al. 2013).

En la Fig. 2. 15 se muestra un esquema general del concepto Multiportador de Energía, en donde los puertos de entrada como la infraestructura de electricidad y gas natural, etc. proporcionan servicios energéticos como electricidad y usos térmicos a baja temperatura (calefacción, refrigeración) a los puertos de salida (Geidl & Andersson 2005).

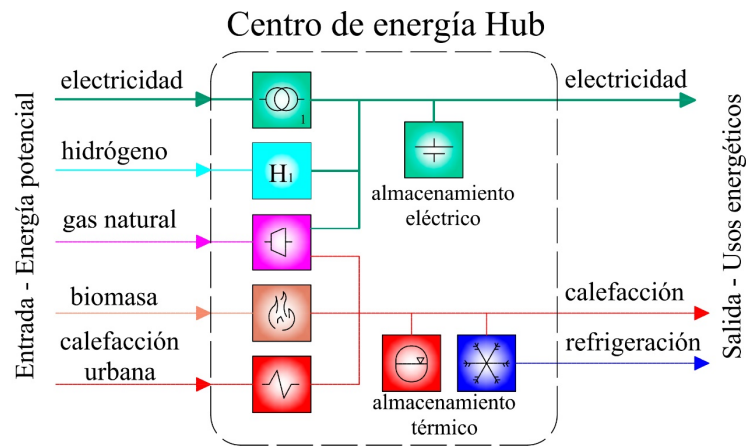


Fig. 2. 15. Multiportador de energía (*Energy Hub*).

Fuente: elaboración propia adaptado de (Favre-Perrod 2005; Hemmes et al. 2007)

El concepto *Energy Hub* permite la interacción de múltiples plantas a través de redes locales de energía (por ejemplo, redes de distribución de gas, electricidad y calor), a la vez que se interconectan con redes de transporte de energía centralizada.

Dentro del Multiportador se convierte y acondiciona la energía utilizando, por ejemplo, tecnología de cogeneración de calor y electricidad, transformadores, dispositivos electrónicos de potencia, intercambiadores de calor y otros equipos. Este modelo de flujos es interesante porque permite integrar a los sistemas descentralizados que difícilmente pueden gestionarse sobre la base de sistemas de control centralizados o jerárquicamente estructurados (Kremers & Viejo 2009).

Según las formulaciones de Beigvand, un modelo general para un Multiportador de Energía k de una sola entrada y múltiples salidas, que se encuentra comúnmente en aplicaciones prácticas. La potencia puede ser convertida de un portador de energía α (electricidad) a otro portador de energía γ (usos térmicos a baja temperatura). En la Fig. 2. 16 (a) ilustra un Multiportador de Energía con una entrada de flujo eléctrico y dos salidas (electricidad y usos térmicos de baja temperatura) (Beigvand et al. 2017).

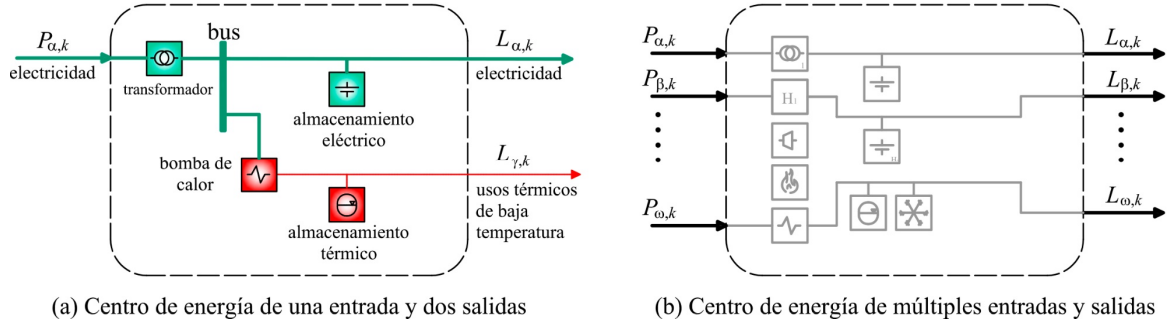


Fig. 2. 16. Multiportador de Energía con entradas $P_{\alpha,k}, \dots, P_{\omega,k}$, y salidas $L_{\alpha,k}, \dots, L_{\omega,k}$.

La potencia de entrada $P_{\alpha,k}(t)$ y las potencias de salida $L_{\alpha,k}(t)$ y $L_{\gamma,k}(t)$ se analizan en cada paso del tiempo t , y se acoplan de la siguiente manera:

$$L_{\alpha,k} = C_{\alpha\alpha,k} P_{\alpha,k} \text{ (electricidad-electricidad)}$$

$$L_{\gamma,k} = C_{\alpha\gamma,k} P_{\alpha,k} \text{ (electricidad-calefacción)}$$

Donde $C_{\alpha\alpha,k}$ y $C_{\alpha\gamma,k}$ caracteriza el factor de acoplamiento entre las entradas y salidas de potencia, y α, β son los portadores de energía de un conjunto ε .

$$\underbrace{\begin{bmatrix} L_{\alpha,k} \\ L_{\beta,k} \\ \vdots \\ L_{\omega,k} \end{bmatrix}}_{L_k} = \underbrace{\begin{bmatrix} C_{\alpha\alpha,k} & C_{\beta\alpha,k} & \dots & C_{\omega\alpha,k} \\ C_{\alpha\beta,k} & C_{\beta\beta,k} & \dots & C_{\omega\beta,k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ C_{\alpha\omega,k} & C_{\beta\omega,k} & \dots & C_{\omega\omega,k} \end{bmatrix}}_{C_k} \underbrace{\begin{bmatrix} P_{\alpha,k} \\ P_{\beta,k} \\ \vdots \\ P_{\omega,k} \end{bmatrix}}_{P_k} \quad (2.1)$$

$$\alpha, \beta, \dots \in \varepsilon = \{\text{electricidad, gas natural, hidrógeno, ...}\}$$

En la Fig. 2. 16 (b) se muestra un Multiportador de Energía con múltiples entradas y salidas, estas se acoplan con una matriz de acoplamiento C_k , según las formulación clásica de (Geidl et al. 2007).

Cuando se consideran múltiples entradas y salidas, los factores de acoplamiento $C_{\alpha\beta,k}$ pueden ser diferentes de las eficiencias del convertidor $\eta_{\alpha\beta,k}$. Los portadores de energía se pueden dividir en varios convertidores. Por ejemplo cuando la potencia de entrada es gas $P_{g,k}$ los factores de despacho $0 \leq \nu_{g,k} \leq 1$ para el envío óptimo de la potencia de entrada a los dispositivos conversores correspondientes deben incorporarse en los factores de acoplamiento (Arnold et al. 2008).

Finalmente, los factores de acoplamiento $C_{\alpha\beta,k}$ para los convertidores sin entradas preasignadas explícitamente se definen como el producto del factor de envío y la eficiencia del convertidor.

$$C_{\alpha\beta,k} = v_{g,k}\eta_{\alpha\beta,k} \quad (2. 2)$$

Una zona urbana es considerada como un Multiportador de Energía, de esta manera se puede superar en parte las limitaciones impuestas por la estructura jerárquica de las redes actuales y diseñar un sistema conforme a las condiciones esperadas en el futuro, incluyendo la generación distribuida (Gerbracht et al. 2009).

El Multiportador de Energía es una herramienta que ha evolucionado y cada vez es más universal en la que se tiene en cuenta no solo la generación local sino también la regional (Guler et al. 2018). Para esto a más de utilizar las matrices de acoplamiento C_k junto con ecuaciones de inyección de potencia para formular matemáticamente el problema del flujo de carga, se optimiza el coste de operación (Ayele et al. 2018).

$$P_k = \sum_{i=1}^n V_k Y_{ki} V_i \cos(\delta_i - \delta_k + \theta_{ki}), \quad k = 1,2,3, \dots, n \quad (2. 3)$$

$$Q_k = - \sum_{i=1}^n V_k Y_{ki} V_i \sin(\delta_i - \delta_k + \theta_{ki}), \quad k = 1,2,3, \dots, n \quad (2. 4)$$

Donde P_k y Q_k es la potencia activa y reactiva respectivamente. El problema del flujo de potencia básicamente es: tomando como datos las potencias demandadas por los usuarios y las suministradas por los generadores, calcular las tensiones en cada uno de los nudos, en régimen permanente y equilibrado. A partir de los valores de las tensiones se determinan los flujos de potencia activa y reactiva a través de los elementos (líneas, transformadores, reactancias y condensadores).

El modelo *Energy Hub* sigue de cerca las formulaciones utilizadas por los documentos precedentes, como (Evins et al. 2014; Bruno et al. 2017; Gabrielli et al. 2018), y en general son programas lineales y/o no lineales de números enteros mixtos (*Mixed-Integer Linear or Nonlinear Program, MILP, MINLP*).

En general, la mayoría de los estudios se enfocan a los costes, la seguridad y el impacto ambiental, entre otros, son aspectos que conciernen a la operación de las centrales y, de hecho, en la práctica el sistema se ajusta para que opere en un punto óptimo. Si se conoce las curvas del costo de operación del sistema, se puede formular el problema general de flujo de potencias óptimo *Optimal Power Flow OPF* (Sivanagaraju 2009; Ramana 2010; Wood et al. 2013).

$$C_T = \sum_{i=1}^m C_i(P_{Gi}) \quad (2.5)$$

Donde se tiene n nudos y m generadores y dadas las potencias aparentes demandadas S_{Di} , se elige las potencias P_{Gi} y los módulos de las tensiones U_i para $i = 1, 2, 3, \dots, n$, para minimizar el coste total. Todo esto sujeto a cumplir las ecuaciones de flujos de potencias y las siguientes restricciones de desigualdad para la potencia generada, los flujos de potencias en las líneas y los módulos de las tensiones.

$$P_{Gi}^{mín} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{máx} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (2.6)$$

$$|P_{ij}| \leq P_{ij}^{máx} \quad \text{en todas las líneas} \quad (2.7)$$

$$U_i^{mín} \leq U_i \leq U_i^{máx} \quad i = 1, 2, \dots, m, \dots, n \quad (2.8)$$

La función objetivo es minimizar el costo de operación, los límites de potencia de generación P_{Gi} dependen de las particularidades de las tecnologías. Por ejemplo, las renovables (solar, eólica) la potencia mínima $P_{Gi}^{mín} = 0$.

Las restricciones impuestas a la potencia transmitida por las líneas P_{ij} están relacionadas con los límites térmicos y capacidad de las mismas. Finalmente, las restricciones sobre los módulos de la tensión U_i tienen como objetivo mantener la tensión dentro de los rangos permitidos de funcionamiento en las instalaciones de los usuarios.

Los métodos de optimización multiobjetivo se utilizan normalmente para identificar los sistemas de energía ideales. La programación lineal se utiliza para restringir una o más variables mientras se minimiza otra. Por ejemplo, se puede limitar las emisiones de gases de efecto invernadero (para cumplir con la legislación) y minimizar los costos totales.

La definición típica de problema es: dado un patrón de demanda de servicios de energéticos especificados exógenamente, determinar las combinaciones de bienes de capital y patrones operativos para cumplir con algún objetivo económico u otro sujeto a la oferta y otras restricciones.

La formulación matemática general de un problema de optimización de un sistema energético se muestra en el pseudocódigo de la Fig. 2. 17.

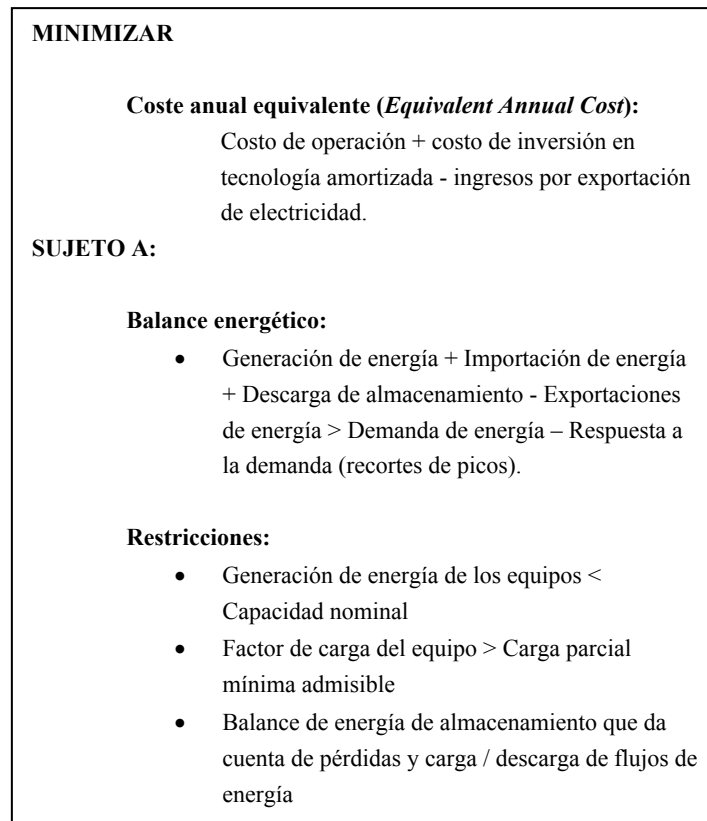


Fig. 2. 17. MILP y/o MINLP para centro neurálgico de energía.

Fuente: elaboración propia en base a (Frauendorfer & Glavitsch 1993)

El modelo se basa en la formulación y solución de un problema de optimización no lineal, destinado a optimizar las entradas y salidas flujos de energía para un conjunto de sistemas combinados de generación y almacenamiento de energía, tecnologías de la información y la comunicación. Tanto de las cargas eléctricas como las térmicas que son suministradas por un conjunto de posibles fuentes y sistemas de almacenamiento (Bruno et al. 2014).

Se supone que la escala geográfica representa una zona urbana. Esto implica la creación de una base de datos para representar las redes de distribución de energía, calefacción, agua, etc. del entorno urbano, con toda esta información georreferenciada es factible realizar un balance energético en tiempo real y representar espacialmente los resultados.

La bibliografía hace referencia a diferentes técnicas de optimización que se utilizan en combinación con el enfoque *Energy Hub*. Estas dependen típicamente de las restricciones y del espacio objetivo e incluyen formulaciones lineales, programación lineal de números enteros mixtos o formulaciones no lineales. Un resumen de varias investigaciones del concepto *Energy Hub* aplicadas al ámbito urbano se presentan en la Tabla 2. 1.

Investigaciones que aplican el concepto <i>Energy Hub</i> en zonas urbanas			
Referencias	Descripción	Año	Sector
(Evins et al. 2014)	Optimización la operación del sistema y las emisiones de gases de efecto invernadero (Mixed integer linear programming - MILP).	2014	Instalaciones industriales y zonas urbanas.
(Orehounig et al. 2014)	Optimiza la gestión de la demanda y oferta en términos ambientales.	2014	Zonas urbanas
(Orehounig et al. 2015)	Optimiza el consumo de energía. Evalúa y dimensiona los sistemas energéticos urbanos en función de su rendimiento energético-autónomo, económico y ecológico.	2015	Zonas urbanas a nivel de barrio, edificios.
(Maroufmashat et al. 2015)	Viabilidad financiera y reducción potencial de las emisiones de gases de efecto invernadero (Mixed integer linear programming - MILP).	2015	Zonas urbanas
(Xu et al. 2015)	Optimización del programa operativo y costo.	2015	Zonas urbanas
(Moghaddam et al. 2016)	Optimización de la operación, reducción de los costes y del consumo de combustible. (Mixed integer linear programming - MILP).	2016	Zonas urbanas
(Ma et al. 2017)	Minimiza el costo de la operación diaria y operación óptima.	2017	Zonas urbanas
(Wu et al. 2017)	Optimización combina adaptación de envolvente (retroadaptación de edificios) con tecnologías de suministro de energía renovables y de alta eficiencia para minimizar el costo del ciclo de vida y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).	2017	Zonas urbanas
(Roldán-Blay et al. 2017)	Optimiza el costo del suministro de energía, el uso de fuentes de energía renovables y la gestión de los sistemas de almacenamiento.	2017	Zonas urbanas, entornos regionales.
(Perera et al. 2017)	Evalúa la autonomía energética, rendimiento económico	2017	Zonas urbanas
(Mohammadi et al. 2017)	Discute las potencialidades del concepto Energy Hub, como un modelo integral de sistemas energéticos sostenibles en el futuro.	2017	Zona urbana
(Walker et al. 2017)	Discute conceptos emergentes como barrios y ciudades de energía positiva que apuntan a abordar los desafíos actuales de la energía y la sostenibilidad ambiental.	2017	Zonas urbanas a nivel de barrio.
(Pasban-Gajan et al. 2017)	Optimización del programa operativo y costo.	2017	Zona urbana y ámbito regional
(Ayele et al. 2018)	Planificación, operación y control de sistemas integrados de energía.	2018	Zona urbana
(Ha et al. 2018)	Optimización estructural, operativa, y costo de la energía.	2018	Zonas urbanas, entornos regionales.
(Fan et al. 2018)	Minimiza el costo de la operación diaria y operación óptima.	2018	Zona urbana
(Roustai et al. 2018)	Minimiza la factura de energía y las emisiones de efecto invernadero.	2018	Zona urbana y edificios

Tabla 2. 1. Investigaciones que aplican el concepto *Energy Hub* en zonas urbanas.

Fuente: elaboración propia

Estos estudios se caracterizan principalmente por el uso de técnicas de optimización. En la mayoría de los cálculos optimizan la oferta y la demanda relacionándolas con el coste y las consideraciones medioambientales. En general, se disminuyen los costes de explotación y las emisiones de gases de efecto invernadero, con la introducción de medidas de eficiencia energética, energía renovable, nuevas tecnologías de generación, conversión y distribución, etc.

Dado que la mayoría de los sistemas energéticos urbanos existentes en la actualidad seguirán existiendo al menos en su morfología e infraestructura a corto y largo plazo, un subconjunto importante de los modelos estudia: la mejora de las infraestructuras energéticas urbanas y la implementación de técnicas de generación distribuida.

Los modelos a escala de distrito han sido la principal opción de optimización espacial, mientras que otros se han centrado en modelos de edificios. Los avances tanto en software como en hardware computacional han empujado cada vez más el desarrollo de modelos a escala urbana. La resolución temporal de estos modelos también ha cambiado. Se observa evaluaciones con resoluciones horarias, mensuales y anuales. No obstante, muy pocos utilizan datos reales, agregados a nivel de subestaciones y desagregados a nivel de usuario.

2.3.3.2 Planta Eléctrica Virtual (*Virtual Power Plant, VPP*)

La generación descentralizada de energía eléctrica especialmente en las zonas urbanas cada vez se vuelve más importante, y la tendencia hacia un mercado de la electricidad más competitivo ofrece beneficios económicos y ecológicos para los países. En este contexto, el interés se dirige a las llamadas plantas eléctricas virtuales (*Virtual Power Plant, VPP*), con el fin de gestionar la generación distribuida e intensificar su visibilidad en los mercados energéticos (Saboori et al. 2011).

Una planta eléctrica virtual es un grupo de unidades generadoras dispersas, cargas controlables y sistemas de almacenamiento, agregados para operar como una única central eléctrica, en el ámbito urbano. De este modo, los canales de comercialización libres y en tiempo real pueden ser utilizados, algo que de otro modo sería imposible para el caso de unidades de generación renovable de pequeña escala. (Morales et al. 2013). Por otro lado, las micro redes comprenden sistemas de distribución de baja tensión con las fuentes de energía distribuidas, dispositivos de almacenamiento y cargas controlables, operando conectadas a la red de alimentación principal o totalmente aisladas, funcionando de forma controlada y coordinada (Kwasinski et al. 2016).

Ambos conceptos son análogos, aunque las micro redes están orientadas al ámbito residencial, mientras que las plantas de generación virtual serían orientadas al ámbito de la generación distribuida. Por tanto, las micro redes y las plantas virtuales son formas de integración de las fuentes

de energía distribuida, que permiten la regulación y control de la energía local, independiente de la red, con la que sólo interactúan en un punto (Zare & Nojavan 2018).

En una red eléctrica es importante mantener estable tanto la frecuencia como la tensión. Para mantener la estabilidad, la energía eléctrica debe generarse en el momento y en el lugar en que se necesita. Si la demanda disminuye, puede producirse un deterioro en la calidad del suministro de energía, provocando subidas del voltaje. Y viceversa, si la demanda de electricidad supera la oferta, el voltaje disminuye.

Para alcanzar un equilibrio óptimo se mide continuamente la frecuencia de la red y se envía a las centrales eléctricas reguladoras el valor ajustado correspondiente basado en el grado de desviación. No obstante, la integración de una gran cantidad de centrales eléctricas de pequeña escala, desde micro eólicas hasta instalaciones fotovoltaicas provocan fluctuaciones de frecuencia que dificultan la operación de la red, una técnica eficaz para compensar este tipo de fluctuaciones de frecuencia y lograr mantener el equilibrio de la red es el uso de Centrales Eléctricas Virtuales (Azar & Vaidyanathan 2014).

En la Fig. 2. 18 se muestra los componentes principales del sistema con una central eléctrica virtual o planta de generación virtual. La *Virtual Power Plant*, VPP puede considerarse como una forma de "Internet de la energía", capaz de integrar diversas fuentes de energía más pequeñas como micro-redes, nano-redes, vehículos eléctricos, generación distribuida y sistemas de almacenamiento.

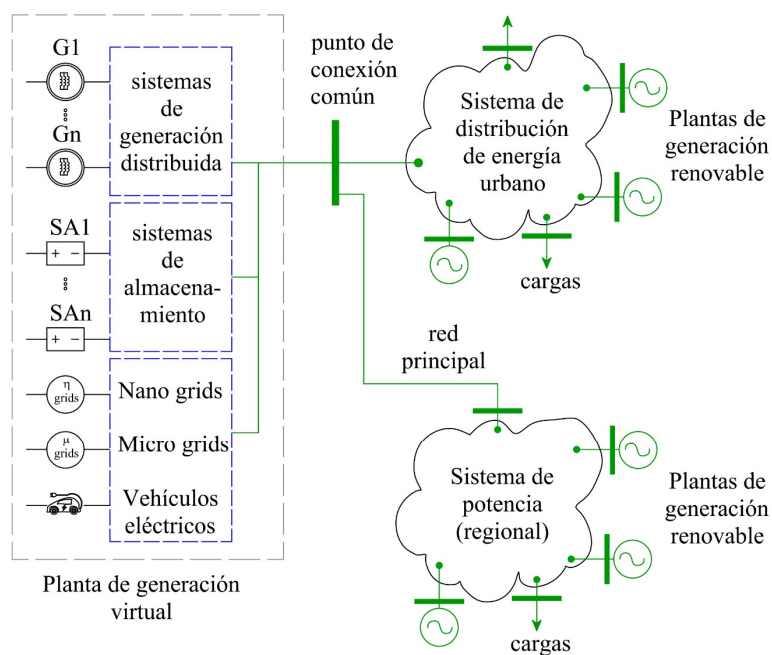


Fig. 2. 18. Componentes principales del sistema en una central eléctrica virtual

Fuente: elaboración propia

La planificación urbana es clave en el proceso de transición energética porque por medio de ella se puede plantear ordenanzas que impulsen la implementación de una serie de elementos para integrar la generación distribuida y los sistemas de almacenamiento tanto individuales como colectivos (Ghiani et al. 2017). De esta manera se conforma una red eléctrica propia, que puede conectarse a la red principal por medio de un punto común. Por tanto, existiría un sistema de control común para la Planta de Generación Virtual, de forma que la red eléctrica principal la viera como una planta equivalente de generación de energía renovable.

2.3.4 Estructura operativa y de control del sistema eléctrico

Los avances tecnológicos facilitan la operación flexible y eficaz de una red de distribución. La automatización permite actuar remotamente y en tiempo real sobre los equipos del sistema de distribución, aprovechando las tecnologías de la información y la capacidad de comunicación.

Las redes de distribución actuales constan de los siguientes componentes: Sistemas de Información Geográfica (*Geographic Information System, GIS*), Sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (*Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA*), Unidades Terminales Remotas (*Remote Terminal Unit, RTU*), y cada vez más se implementan un conjunto de aplicaciones avanzadas relacionadas con los Sistemas de Gestión de la Distribución - *Distribution Management System DMS* (Thomas & McDonald 2017).

El Sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), supervisa y controla la red de forma dinámica, y tiene la capacidad de adquirir y almacenar la información histórica en una base de datos (*Database, BBDD*).

El Sistemas de Información Geográfica (GIS) proporciona la información de la infraestructura eléctrica y geográfica (esquemas ortogonales, diagramas unifilares, etc.), estática o cuasi estática. Aporta datos visuales mediante sensores remotos y ubica los equipos en el terreno con datos locales.

El Sistemas de Gestión de la Distribución (DMS) accede a los datos del SCADA y del GIS, y en base a la información proporcionada decide las reconfiguraciones del sistema de distribución, estas pueden ejecutarse de forma automática o manual, en función del grado de automatización de la red.

En la Fig. 3. 1 se presenta una estructura GIS-SCADA/*Gateway*-DMS de un sistema de distribución. El Sistemas de Gestión de la Distribución (DMS) recibe información dinámica del SCADA (adquirida en tiempo real), y estática del GIS (no se adquiere los datos en tiempo real). Esta información es procesada con herramientas informáticas (Big data), y en función del tipo de análisis se configura el algoritmo.

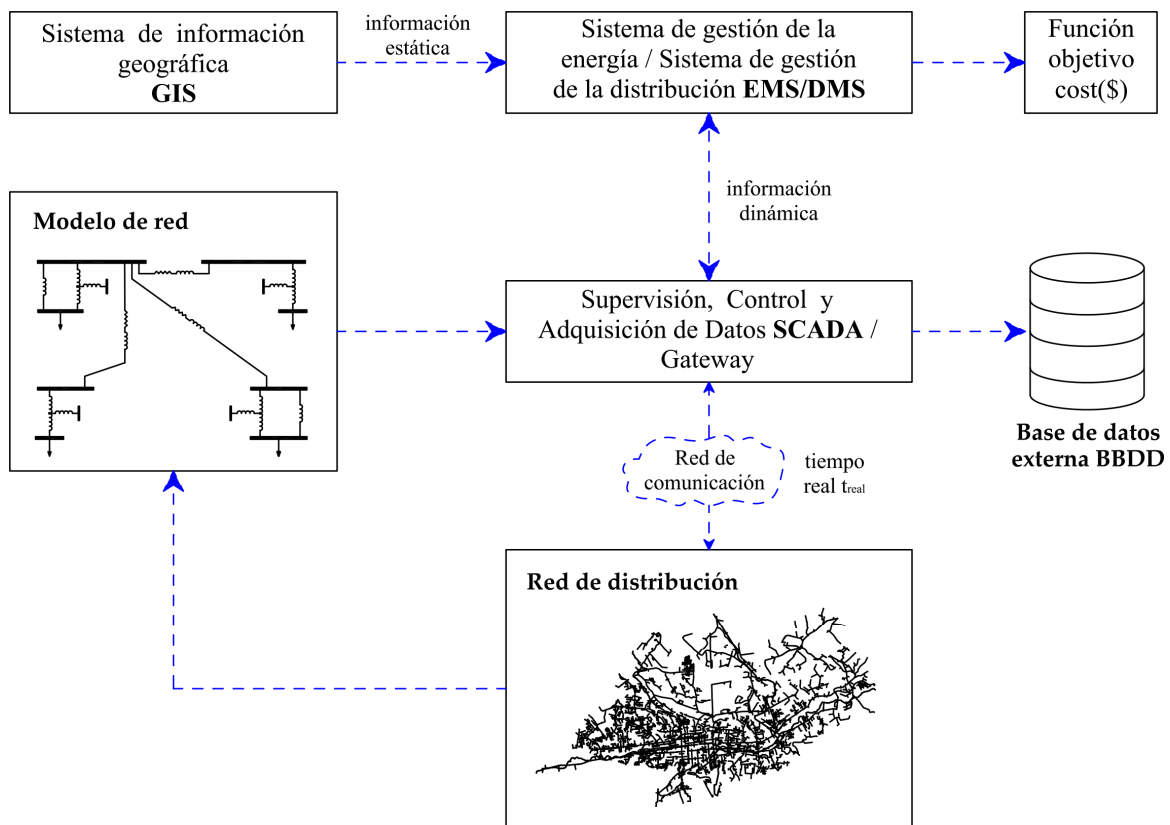


Fig. 3. 1. Estructura operativa y de control del sistema de distribución

Fuente: elaboración propia

En la actualidad los Sistemas de Gestión de la Distribución están evolucionando a Sistemas Activos de Gestión de la Distribución (*Active Distribution Management System, ADMS*), estos suponen un paso más en la automatización y la inteligencia de la red (capacidad de tomar decisiones), integran la monitorización, el análisis, el control y la optimización en un concepto global.

2.3.5 Herramientas para modelar sistemas distribución de energía eléctrica

En la actualidad se dispone de un conjunto de herramientas para ayudar a planificar, modelar y diseñar los sistemas de distribución de energía eléctrica. Estas se han desarrollado con diferentes enfoques (*Top Down, Bottom Up*) y últimamente se han desarrollado herramientas que combinan los dos enfoques llamados Híbridos. No obstante, es necesario discriminar el ámbito de su aplicación y proporcionar posibilidades de integración de las mismas para facilitar la interoperabilidad computacional.

En este sentido, un reto importante es desarrollar herramientas que permitan el analizar los datos de generación-usos de los sistemas eléctricos locales, independientemente del sistema central. Los sistemas actuales son centralizados, se caracterizan por concentrar la información, de manera que

los gestores locales de la energía difícilmente pueden evaluar su área de actuación. Por lo tanto, un primer paso en esta transición es desarrollar herramientas que permitan descentralizar la información de manera que se pueda evaluar un sistema energético en un contexto urbano.

En este contexto, las herramientas de análisis disponibles no se adaptan al nuevo paradigma de la distribución de la energía eléctrica con usuarios activos y generación descentralizada. Se necesita herramientas que le den una visión integral al sistema tomando en cuenta el territorio y sus recursos, por lo que, se ve la oportunidad para el desarrollo de una herramienta que de soporte a la operación del sistema eléctrico en un entorno urbano y sus particularidades.

En los últimos años, las herramientas para la simulación de sistemas eléctricos de distribución han crecido enormemente, sobre todo debido a la expansión y diversidad de las posibilidades informáticas. Como consecuencia de ello, surge la pregunta, qué herramienta es la más adecuada para una determinada situación. Una clasificación de las herramientas en función de su ámbito de aplicación en el sistema de distribución puede proporcionar información sobre el enfoque y propósito de la misma y, por lo tanto, facilita la selección.

En conclusión, para poder seleccionar o integrar las herramientas que sean necesarias para un determinado análisis, es útil disponer de una visión general de su propósito y ámbito de aplicación dentro del sistema de distribución de energía eléctrica. La elección de estas herramientas se basa en reflexiones relacionadas con el objetivo de esta investigación que es dar soporte al diagnóstico y estimación del sistema eléctrico dentro del ámbito urbano, por esta razón, se detallarán herramientas de análisis desde la generación de electricidad hasta los usuarios.

A continuación, se detallan algunas de las herramientas en su mayoría *Opensource* utilizadas para el análisis de la producción de energía con un enfoque “*Top Down*”.

Nombre	Tipo de análisis	Website
Meteodyn WT (*)	Simulate energy production CFD	https://meteodyn.com/en/
WindSim (*)	Simulate energy production CFD	https://windsim.com/about.aspx
WAsP CFD (*)	Simulate energy production CFD	http://www.wasp.dk/waspcfd
OpenFOAM	Simulate energy production CFD	https://www.openfoam.com/

(*) *Not under the freeware version.*

Tabla 2. 2. Softwares para simular la producción de parques eólicos.

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 2. 2 se muestran herramientas para analizar la producción de un parque eólico en terreno complejo, desde el recurso natural (viento) hasta la subestación eléctrica.

Las herramientas Meteodyn WT, WindSim y WAsP CFD se utilizan para modelar parques eólicos y tienen como objetivo simular la producción de energía de un parque eólico existente o propuesto. Estos realizan los cálculos basándose en la dinámica de fluidos computacional (CFD), y particularmente se utilizan para terrenos complejos.

OpenFOAM es software libre de código abierto para CFDs, tiene una amplia gama de características para resolver flujos de fluidos en terrenos complejos. Se puede generar mapas de velocidad, presión, turbulencia, etc. (Roy & MacPhee 2018).

Nombre	Tipo de análisis	Website
SAM	Simulate energy production	https://sam.nrel.gov/
PVsyst (*)	Simulate energy production	http://www.pvsyst.com/en/
PV*SOL	Simulate energy production	https://www.valentin-software.com/es/productos/pvsol

(*) Not under the freeware version

Tabla 2. 3. Softwares para simular la producción solar.

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 2. 3 se presenta las herramientas más utilizadas para el modelado de sistemas fotovoltaicos desde el recurso natural (sol) hasta la subestación eléctrica. SAM, PVsyst y PV*SOL hacen cálculos hora por hora de la producción eléctrica de un sistema eléctrico, generando un conjunto de 8.760 valores por hora que representan la producción de electricidad del sistema durante un año.

A continuación, en la Tabla 2. 4 se describen varias herramientas OpenSource específicas utilizadas para el análisis de la red eléctrica de distribución con un enfoque “Top Down”.

Nombre	Tipo de análisis	Website
OpenDSS	Power flow, harmonics, time series simulations	http://smartgrid.epri.com/Index.aspx
GridLAB-D	Power flow, time series simulations	http://www.gridlabd.org/
MATPOWER	Power flow, Optimal power flow problems	http://www.pserc.cornell.edu/matpower/

Tabla 2. 4. Softwares para simular la red eléctrica de distribución.

Fuente: elaboración propia

OpenDSS es un paquete de software de código abierto desarrollado por EPRI (*Electric Power Research Institute*) que se puede utilizar para la planificación y el análisis de redes. Fue desarrollado para apoyar la transición de la red y la integración de DERs como la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento de baterías.

GridLAB-D es una herramienta de simulación de sistemas de distribución de energía desarrollada por el Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico (PNNL). Realiza soluciones de estado casi estable para alimentadores de distribución y utiliza métodos basados en agentes para simular las cargas de uso final en electrodomésticos, sistemas de calefacción y refrigeración y otros equipos. También proporciona herramientas de modelado para el mercado minorista, incluyendo cargas de uso final que responden a los precios.

MATPOWER proporciona funciones desarrolladas en Matlab para la creación de matrices estándar de red Y_{bus} y B, el cálculo de la transferencia de potencia y factores de distribución de la interrupción de la línea (PTDFs y LODFs), y el flujo de potencia, entre otras cosas.

Nombre	Tipo de análisis	Website
DER-CAM (*)	Power Flow and Optimal Power Flow	The Distributed Energy Resources Customer Adoption Model (DER-CAM) by Berkeley Lab http://www.lbl.gov/
EnergyPlus	Simulates urban energy production.	EnergyPlus (U.S. Department of Energy's) https://energyplus.net/
CitySim	Simulates urban energy production.	École polytechnique fédérale de Lausanne https://citysim.epfl.ch/
UMI	Simulates urban energy production.	Sustainable Design Lab at the Massachusetts Institute of Technology http://urbanmodellinginterface.ning.com/

(*) *Not under the freeware version.*

Tabla 2. 5. Softwares para simular la demanda de edificios y distritos.

Fuente: elaboración propia

Por otro lado, los modelos ascendentes “*Bottom up*” típicamente proporcionan un alto nivel de detalle en las partes técnicas y físicas del modelo y a veces en sus propiedades económicas, como la demanda sectorial. En la Tabla 2. 5 se presenta las herramientas OpenSource con un enfoque “*Bottom up*” utilizadas para el análisis del sistema desde los usuarios hasta las subestaciones:

DER-CAM es una herramienta de apoyo a la toma de decisiones de optimización tecnológica. Se basa en un enfoque *Bottom Up*, y se centra en la analítica, planificación y operación

de los sistemas que involucran varios Recursos Energéticos Distribuidos (REDs), por lo que, se puede diseñar un sistema de generación distribuida para un edificio al menor costo.

Los programas de computador *Opensource* como Energyplus (principalmente para simulación a nivel de edificios), CitySim y UMI sirven de apoyo para simular el comportamiento de las diferentes partes del sistema urbano y determinar las curvas de demanda eléctrica.

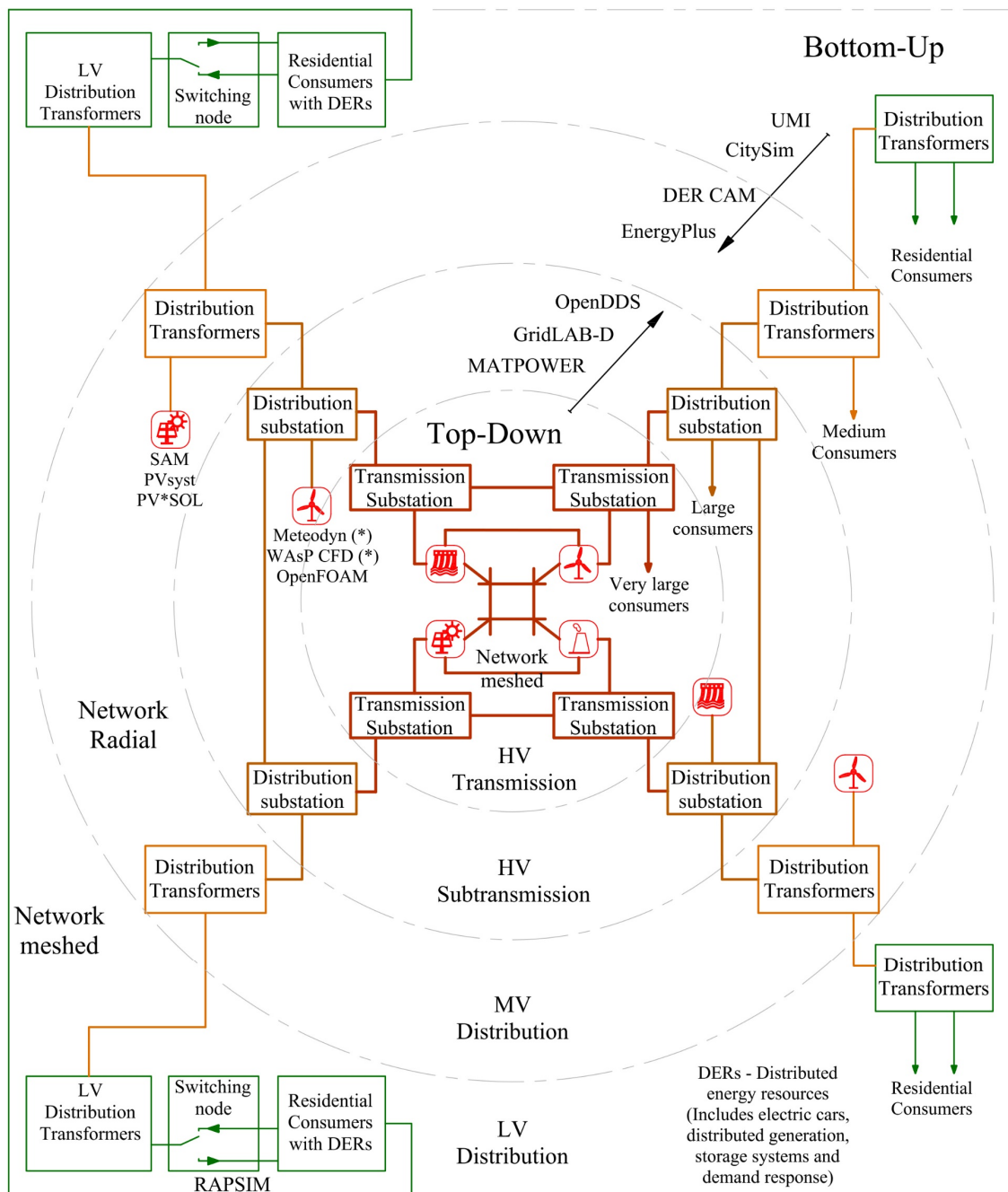


Fig. 2. 19. Herramientas Top-down & Bottom-up.

Fuente: elaboración propia

Las herramientas expuestas en esta sección pueden ser utilizadas para analizar (Milano 2010), planificar y crear escenarios a diferentes escalas del sistema energético. Sin embargo, es importante elegir la que mejor se adecue al propósito del estudio y a las características como: área geográfica, disponibilidad de datos, sectores a representar, detalle de las tecnologías, etc.

Se ha ordenado y clasificado las herramientas informáticas en función de su enfoque *Top Down & Bottom Up*, y su área de aplicación dentro del sistema eléctrico. En la parte central de la Fig. 2. 19 se representa el nivel de alta tensión de una red eléctrica, la generación es centralizada y la configuración es mallada, conforme se aleja del centro pasa por el nivel de subtransmisión en alta tensión hasta llegar al nivel de distribución en media y baja tensión que normalmente tienen una configuración radial. No obstante, en el nivel de baja tensión empiezan a aparecer redes malladas que se corresponden a las micro redes producto de la descentralización del sistema a la distribución.

Las micro redes y nuevos conceptos emergentes en el nivel de baja tensión (DERs), tienen una configuración mallada, y gracias a las nuevas tecnologías de la información y las comunicaciones pueden importar (en modo consumidor) o exportar (en modo generador) energía, o también pueden quedar aislados del sistema central dependiendo del modo de operación.

Las herramientas informáticas integradas tienen que actuar como un estimador del estado del sistema que resuelve matemáticamente el circuito equivalente correspondiente al diagrama unifilar que le proporciona el GIS. Así, se generan actuaciones sobre la red que opera el sistema DMS-SCADA, en el caso de que fuese necesario.

2.4 Conclusiones del estado del arte

En este capítulo se ha estudiado los temas relacionados con la transición energética generada por la crisis de los combustibles fósiles y el cambio climático. En este contexto, se analizan las condiciones para realizar la transición de un sistema energético urbano, con un enfoque socio-técnico. Se estudia la infraestructura eléctrica por su alta incidencia en el suministro de servicios básicos de una ciudad (iluminación, transporte, potabilización y bombeo de agua, etc.), y se analiza su evolución promovida por la integración de la generación distribuida, que hace que el sistema eléctrico pasivo se transforme progresivamente en un sistema eléctrico activo.

Se pone en evidencia que la transición energética necesita ser enfocada como un sistema socio-técnico. Se muestra la importancia de la descentralización y la necesidad de impulsar políticas que permitan crear un escenario con periodos de amortización viables para el desarrollo de las energías renovables a nivel urbano, impulsando el concepto de balance neto a nivel de usuario.

Una vez que se ha analizado el contexto global de la investigación, se presenta la revisión bibliográfica del tema principal de esta tesis que es esencialmente determinar la relación entre los usos eléctricos y la generación renovable de proximidad dentro del ámbito urbano.

A continuación, se proporciona en el estado del arte una visión general de los métodos que se ocupan del análisis de la energía urbana en un entorno georreferenciado (GIS) y se identifican tres categorías: la evaluación de las fuentes potenciales de energía, la evaluación de los usos energéticos, y los modelos de evaluación y gestión de los flujos energéticos.

Dentro de los modelos de evaluación y gestión de los flujos, se analizan dos conceptos que permiten optimizar los flujos de un sistema energético urbano. Se estudian de la literatura los conceptos de Multiportador de Energía (*Energy Hub*, EH) y Planta Eléctrica Virtual (*Virtual Power Plant*, VPP). Estos conceptos integrados pueden llegar a ser una herramienta de análisis potente para evaluar los sistemas energéticos urbanos con un enfoque híbrido (*Top Down & Bottom Up*).

Sin embargo, estos métodos han sido aplicados en la mayoría de los casos citados con datos simulados, ver la Tabla 2. 1. Esto es debido a la dificultad de acceder a los datos reales de las empresas eléctricas, por lo que, la transición energética se puede ver afectada por la falta de democratización de la información. Los datos reales son una pieza clave para la descentralización del sistema, su análisis permite orientar la inversión y dar soporte a la política energética a nivel urbano. Por lo tanto, es necesario robustecer e implementar sistemas de monitorización y control a nivel de baja tensión para lograr interoperabilidad entre el sistema eléctrico, las instituciones, empresas y usuarios.

Se examinan y clasifican un conjunto de herramientas de planificación, modelado y diseño de los sistemas energéticos desde los enfoques *Top Down*, *Bottom Up* y sus posibles combinaciones que darían como resultado herramientas con enfoques híbridos. En conclusión, se ha detallado el propósito y ámbito de aplicación de las herramientas de análisis, para dar soporte al análisis de los flujos eléctricos asociados al sistema energético urbano, y se identifican las posibilidades de integración para facilitar la interoperabilidad computacional con el objetivo de aplicarlas en entornos descentralizados.

Las estructuras de operación (GIS-SCADA/*Gateway-DMS*) de los sistemas de distribución están evolucionando rápidamente. Estas fueron concebidas para operar sistemas centralizados con flujos unidireccionales, por lo que el nuevo sistema tiene que adaptarse a las nuevas necesidades de la descentralización. Las empresas eléctricas necesitan operar y controlar el sistema de distribución con más autonomía conservando las instalaciones existentes, por lo que es necesario crear una plataforma local que de apoyo a la transición del modelo de gestión de un sistema de distribución

pasivo-unidireccional-centralizado a un sistema de distribución activo-bidireccional-descentralizado.

Así, con el análisis bibliográfico se justifica plantear un método que permita apoyar la transición del sistema, y evaluar de manera descentralizada la relación que existe entre la generación eléctrica renovable y los usos eléctricos de una zona urbana.

Además, se destaca la importancia de estudiar previamente el contexto de cada país y caracterizar el sistema energético con un enfoque socio-técnico. Esto permitirá identificar a los actores involucrados en el sistema y detectar los factores que puedan afectar o generar problemas en el proceso de transición energética. Por otro lado, se deja explícito que una parte fundamental del análisis es la utilización de datos reales, para evaluar y proponer alternativas reales para la gestión del nuevo sistema energético basado en fuentes renovables.

3. Bases y desarrollo de la metodología

3.1 Esquema general del modelo

El carácter distribuido de las fuentes renovables hace que su aprovechamiento tenga una repercusión directa sobre el territorio, por lo que, es necesario utilizar la energía con moderación e implementar los sistemas de obtención de energía respetando los recursos naturales disponibles del territorio conservando los ecosistemas. En este contexto el nuevo modelo energético busca equilibrar las demandas con los recursos aprovechables del territorio, de manera que se pueda alcanzar el desarrollo energético autónomo, conservando la infraestructura actual y dejando la posibilidad de interconectarse con la red eléctrica principal para intercambiar energía.

La infraestructura física del sistema eléctrico integrado con las energías renovables distribuidas (Fig. 3. 2) se puede clasificar en tres partes estructurales: la generación y autogeneración distribuida, la red eléctrica y los sistemas de almacenamiento. Paralelo al sistema de potencia, se encuentra el sistema de control y adquisición de datos que es la base para la operación y gestión de la energía. Por otro lado, la demanda de energía eléctrica se configura en los siguientes sectores: residencial, industrial, comercial, transporte y otros. (Llaria et al. 2016).

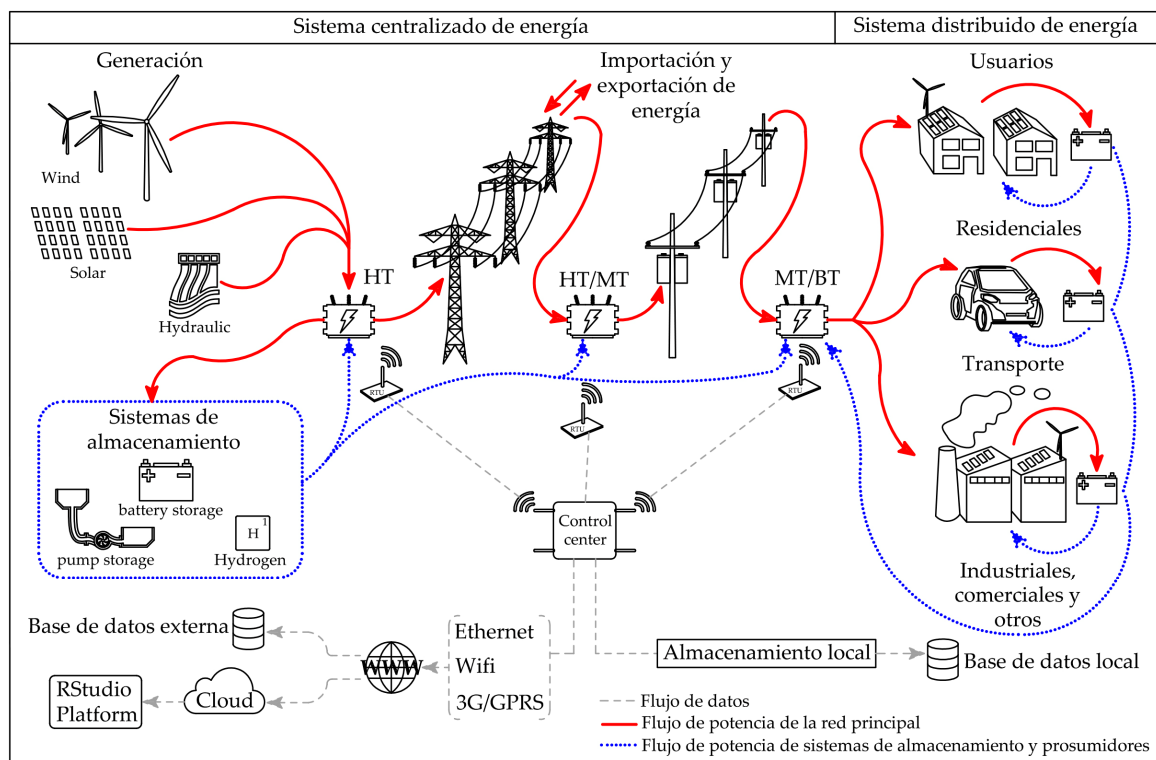


Fig. 3. 2. Descripción esquemática del sistema energético

Fuente: elaboración propia

En el nuevo modelo energético basado en fuentes renovables, además de considerar parámetros de tipo conceptual, económico y tecnológico, como son el dimensionamiento más equilibrado entre la generación, el territorio y la demanda, el máximo aprovechamiento de las infraestructuras existentes minimizando el costo de la energía y la integración de las renovables conservando la estabilidad del sistema eléctrico actual, es necesario evaluar el grado de aceptación y la participación social a diferentes niveles (nacional, regional y urbano).

El grado de aceptación y la participación social es parte fundamental del enfoque socio-técnico del sistema energético, dentro de la organización del sector energético están implicados desde los usuarios (residenciales, industriales, comerciales y transporte) hasta los suministradores de energía (operadores, prosumidores, empresas y sociedades eléctricas).

El modelo de flujo de datos mostrado en la Fig. 3. 3, se divide de manera general en tres bloques: la entrada de datos (generación, usos, sistemas de almacenamiento, y base de datos), el análisis de datos (optimización del costo, emisiones, horarios de despacho) y la salida de datos (planes de gestión de los excedentes, capacidad de almacenamiento, y mapas energéticos del área de estudio).

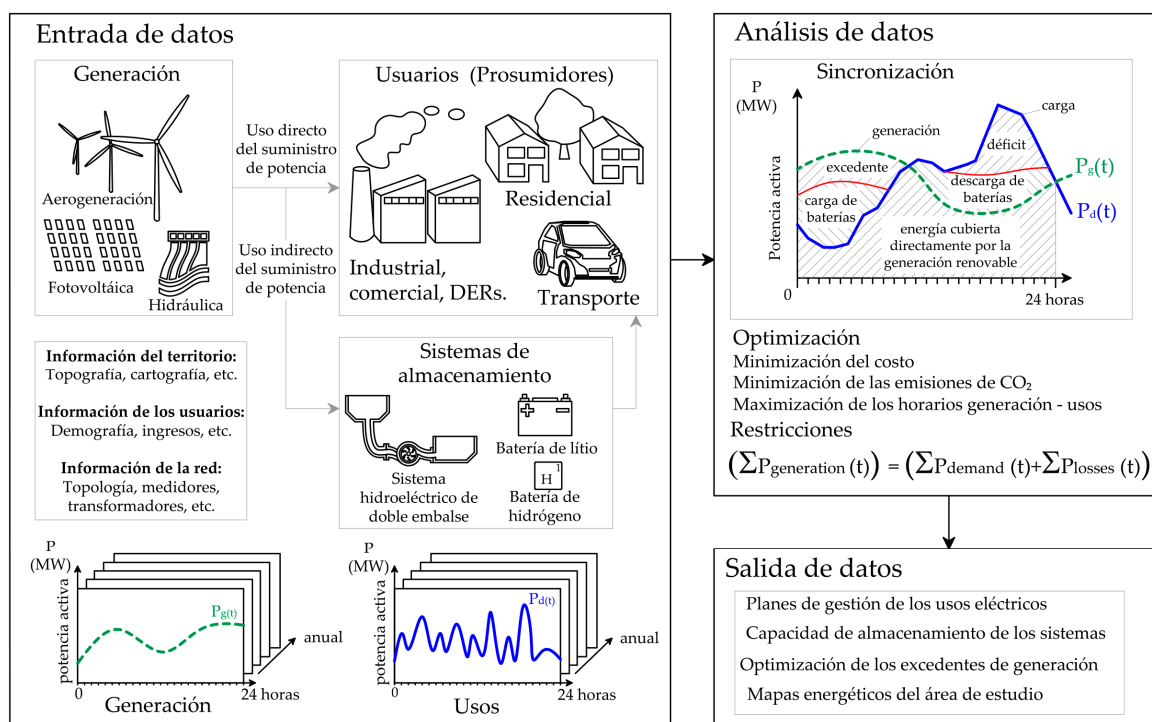


Fig. 3. 3. Descripción esquemática del método de análisis de sistema energético.

Fuente: elaboración propia

En la entrada de datos de la Fig. 3. 3 se representa una característica importante de la forma de uso de los flujos provenientes de la generación renovable. Los flujos de uso directo que cubren directamente los usos eléctricos del sistema, y los flujos de uso indirecto que pasan por los sistemas

de almacenamiento para entrar a cubrir los usos eléctricos en momentos de baja generación. Por lo que, la optimización trata de maximizar los horarios de generación-uso, tomando en cuenta las respectivas restricciones del sistema tanto de capacidad de generación como de almacenamiento.

El algoritmo desarrollado para el análisis del sistema eléctrico necesita como base los parámetros de la red y como variables de entrada la generación y los usos eléctricos. Al ejecutarlo sincroniza la información en una escala temporal y busca la solución óptima del flujo. En la Fig. 3. 4 se presenta un esquema general del pseudocódigo. Este pseudocódigo se puede generalizar por medio de subrutinas a diferentes redes de la infraestructura urbana, por ejemplo, la red de agua.

En el bloque de análisis de datos se hace uso de los métodos iterativos de análisis ampliamente desarrollados en la literatura (Gauss-Seidel, Newton-Raphson y Newton-Raphson Desacoplado) para optimizar el flujo tomando en cuenta la red eléctrica. Se optimiza la entrada y salida flujos de energía para un conjunto de sistemas de generación, almacenamiento de energía, y usos eléctricos con diferentes planteamientos: la minimización del costo, la minimización de las emisiones de gases de efecto invernadero y la maximización de los horarios de generación y uso de la energía renovable.

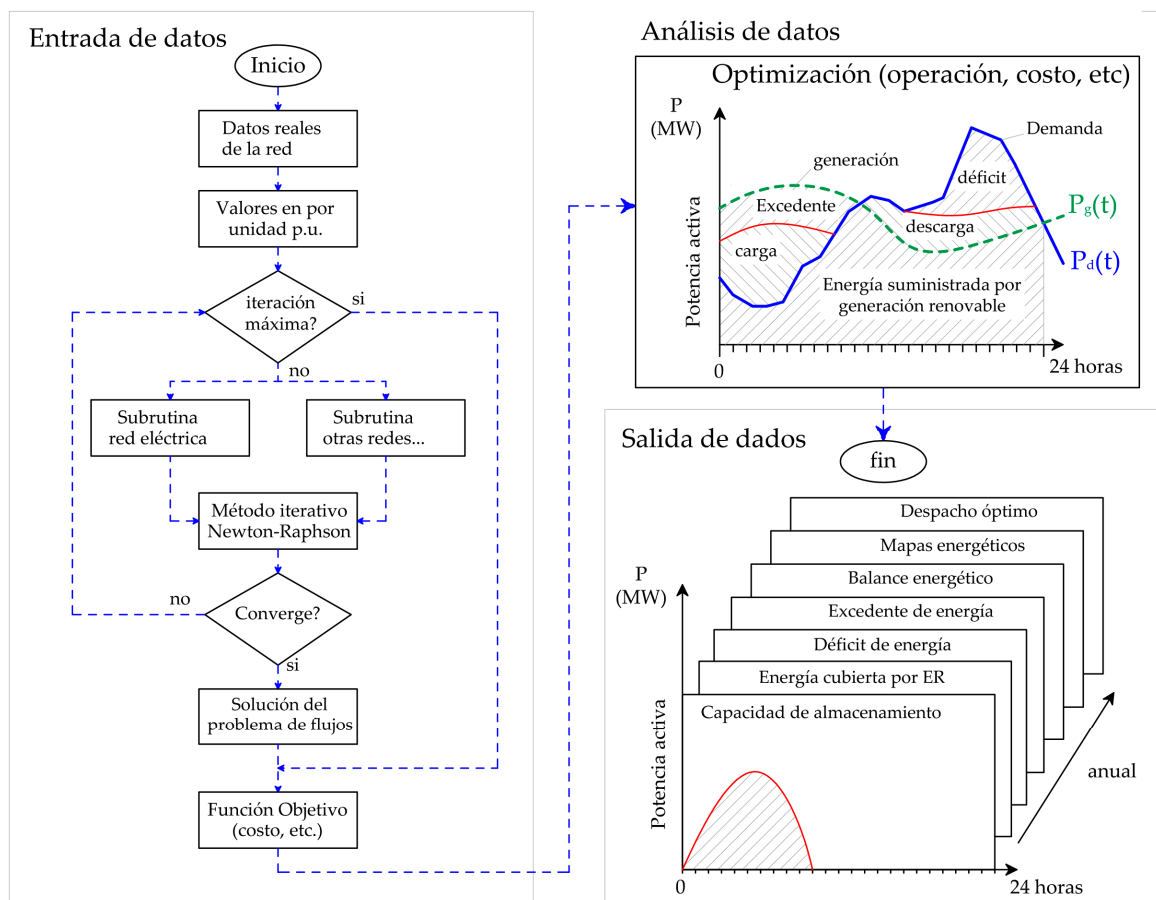


Fig. 3. 4. Esquema general de pseudocódigo para el análisis de la infraestructura urbana.

Fuente: elaboración propia

En la salida de datos de la Fig. 3. 4 se obtienen mapas energéticos que permiten clasificar e identificar los clientes en un entorno georreferenciado. Se obtienen parámetros como: la potencia máxima, la capacidad de almacenamiento, el factor de uso, el excedente y déficit de generación, el balance energético y la cobertura directa de las renovables.

La representación de los resultados en forma de mapa energético y serie temporal permite identificar y programar posibles desplazamientos de los usos eléctricos (respuesta a la demanda) con el objetivo de bajar el pico de potencia del sistema.

Se genera una base de datos que permite integrar parámetros físicos, sociales y energéticos, que pueden interrelacionarse para plantear nuevos escenarios como: la expansión de la generación de energía renovable distribuida, la implementación de sistemas de almacenamiento para la gestión de la demanda local y la conformación de sociedades energéticas locales.

3.2 Metodología para evaluar el sistema energético urbano

El eje central de la metodología es el diagnóstico de un sistema energético urbano tomando como base la infraestructura eléctrica. Se propone un marco taxonómico práctico que permite clasificar de forma congruente los elementos del sistema de distribución de energía eléctrica en un entorno georreferenciado (GIS). La tecnología GIS proporciona las facilidades para la captura de datos, la gestión de datos, la manipulación de datos, el análisis y la presentación de resultados en forma gráfica o informes (formularios, cuadros).

Esta información base es utilizada para realizar un análisis de los flujos asociados al sistema energético, y tiene como objetivo optimizar los flujos de energía, establecer la relación entre la generación y los usos eléctricos, determinar el grado de autonomía de una zona urbana y plantear estrategias para impulsar la transición energética.

En la Fig. 3. 5 se muestra la información base del método para analizar el sistema de distribución de energía. Se representan dos elementos verticales: el centro de control de datos que incluye la información socio-técnica y la distribución física de la infraestructura que está compuesta por la red eléctrica y la red de comunicaciones. Estos elementos verticales a su vez se dividen en tres ámbitos transversales: 1) el ámbito de la generación y la gestión de los excedentes, 2) el ámbito de la distribución de energía, y 3) el ámbito de los usuarios.

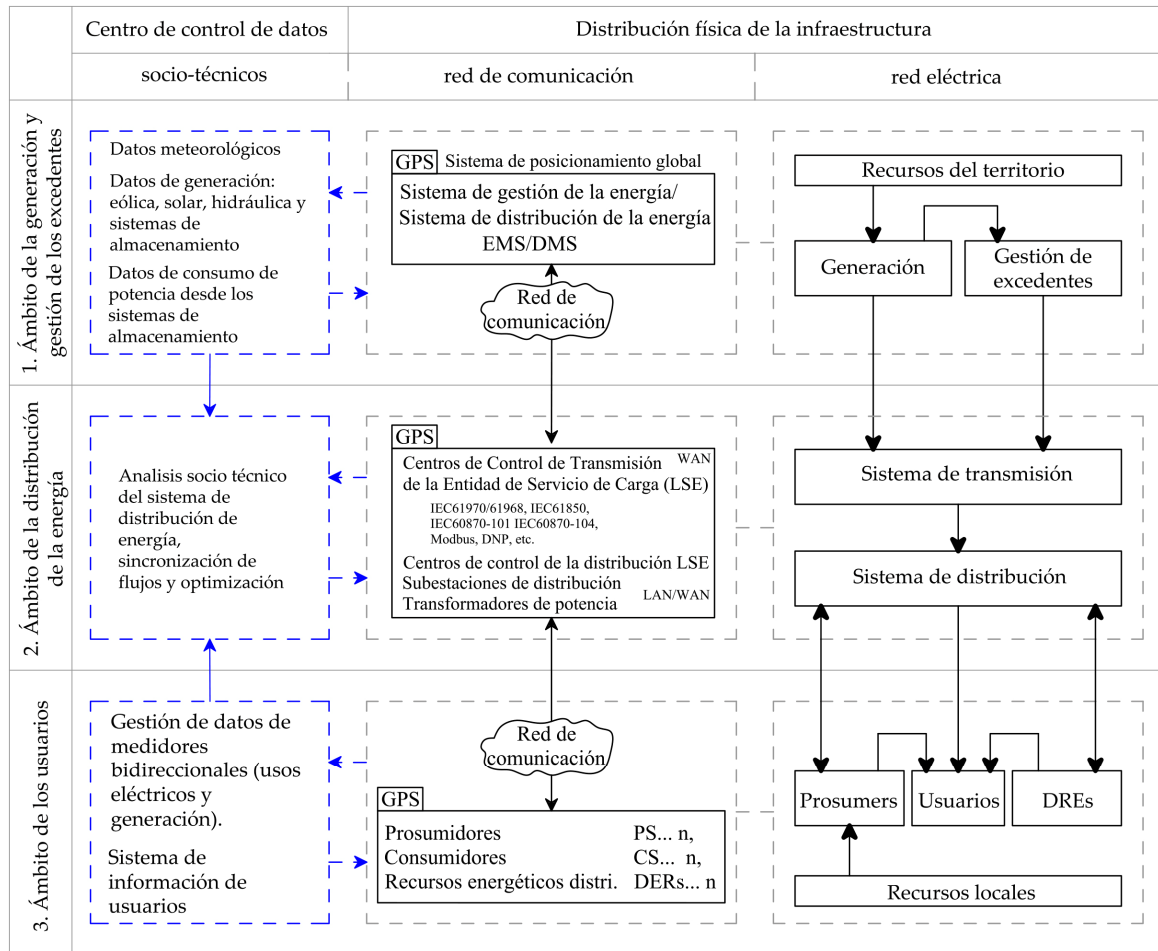


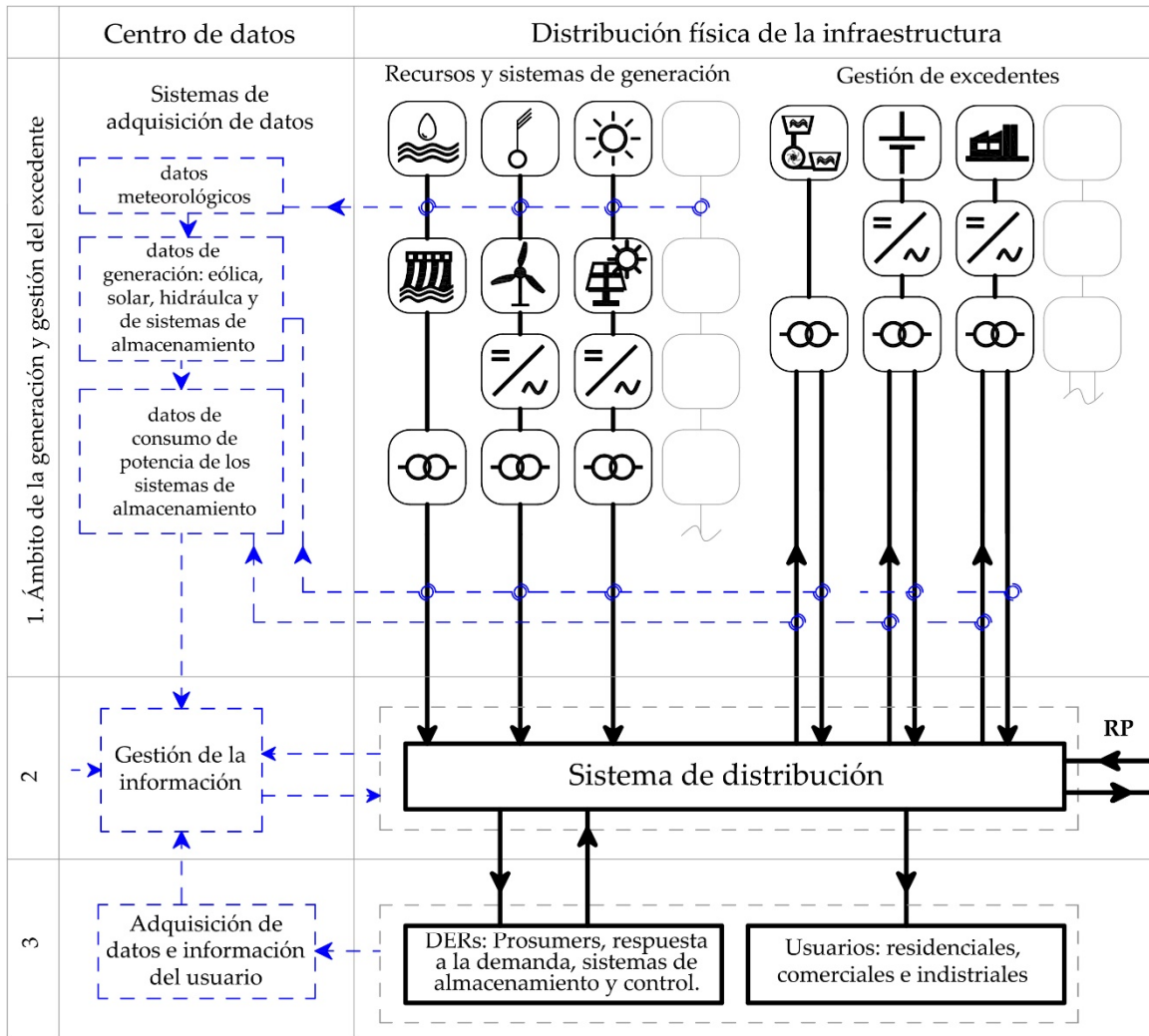
Fig. 3. 5. Estructura principal de la infraestructura.

Fuente: elaboración propia

3.2.1 Ámbito de la generación y gestión del excedente

En el ámbito de la generación y gestión del excedente se detallan los diferentes sistemas de almacenamiento y de generación de energía eléctrica acoplados en alta tensión. Se considera como generación distribuida a una central eólica o a una planta de generación solar conectada en alta tensión, siempre y cuando esté próxima al centro de consumo. Se ha delimitado el área de actuación a 20 km del límite urbano, para evitar pérdidas por transmisión.

El primer paso en el ámbito de la generación es realizar un mapeo del potencial energético. Se integran las capas de información cartográfica con los datos adquiridos de las estaciones meteorológicas en un sistema de información geográfica, con esta base se generarán series temporales y predicciones de la producción de energía eléctrica con CFD. Los resultados del mapeo energético y las predicciones también servirán para evaluar la factibilidad técnico económica de los sistemas de almacenamiento ideados para apoyar a la gestión del excedente de generación.



Legenda

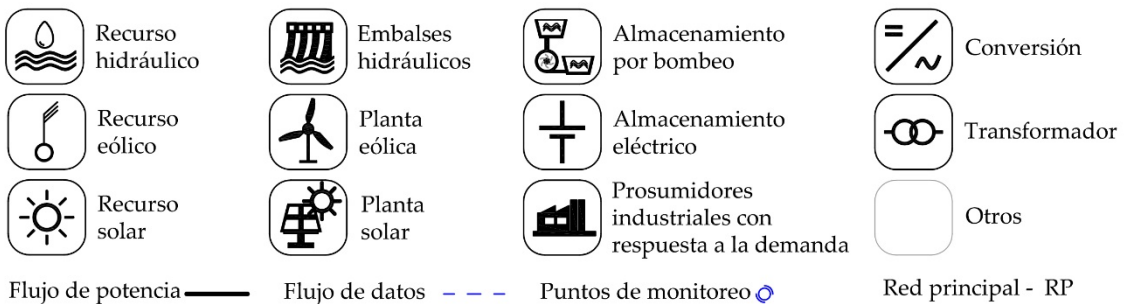


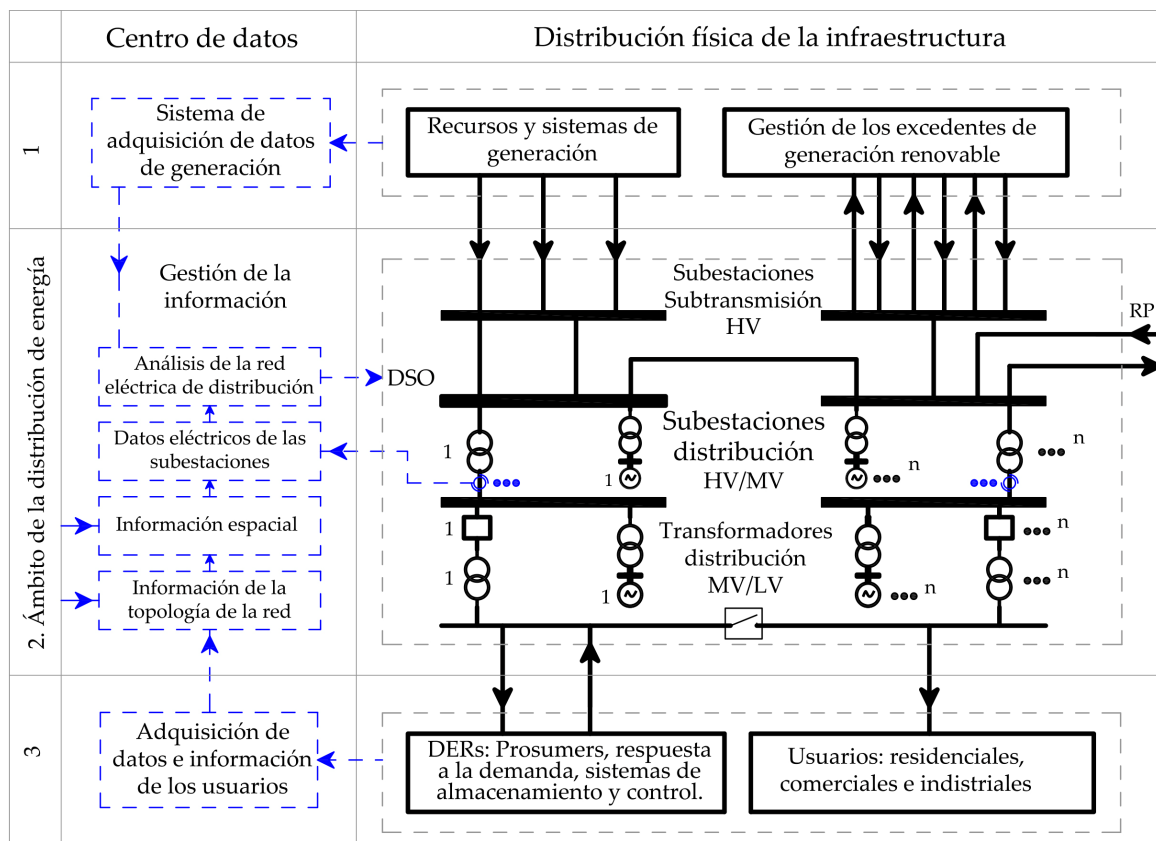
Fig. 3. 6. Ámbito de la generación y gestión del excedente

Fuente: elaboración propia

En la Fig. 3. 6 se muestra transversalmente el ámbito de la generación y gestión del excedente. Verticalmente se tiene el centro de datos (datos meteorológicos, generación de las plantas renovables de energía, y generación/consumo de los sistemas de almacenamiento) y la distribución física de la infraestructura eléctrica (recursos, tecnologías, convertidores, transformadores, etc.).

3.2.2 Ámbito de la red distribución de energía

El ámbito de la red de distribución eléctrica, se delimita a estudiar enfoque clásico de la ingeniería del sistema eléctrico, es decir, Generación, Transmisión, Distribución, y Usuarios. Se construye un inventario de la red eléctrica y sus componentes, y se evalúan en función de sus diferentes aspectos taxonómicos como son la distribución física de la red eléctrica y los elementos de comunicación con el objetivo de estimar el sistema. En la Fig. 3. 7 se muestra los elementos de la distribución física y el flujo de datos del ámbito de la red distribución de energía.



Legenda

- Transformadores
 Circuitos/alimentadores

 Generación distribuida
 Baja tensión - LV
- Barra Bus

 Puntos de monitoreo
 Alta tensión - HV
Operador - DSO
- Flujo de potencia
 Flujo de datos
 Media tensión - MV
Red principal - RP

Fig. 3. 7. Ámbito de la distribución de la energía

Fuente: elaboración propia

Se realiza la adquisición de datos de los usos eléctricos a la zona urbana y la generación de proximidad a nivel de subestaciones. Estos datos se sincronizan creando una serie temporal que permite diagnosticar el sistema eléctrico de forma agregada y como resultado se obtiene principalmente el excedente y el déficit de generación del sistema en su conjunto. Además, se identifican los periodos críticos que servirán de referencia para el dimensionamiento de sistemas de

almacenamiento que darán soporte a la integración y gestión del nuevo sistema con energía renovable.

La información de los componentes de la red, las cargas aplicadas y los generadores, nos permite realizar un análisis en estado estacionario, básicamente se analiza la operación estable del sistema de potencia para determinar las caídas de tensión, la carga de los componentes y el despacho del generador.

Por otro lado, se puede realizar un análisis de flujo de potencia y flujo de potencia óptimo. El flujo de potencia óptimo combina el flujo de potencia con el despacho económico para reducir al mínimo la función de costes del sistema en su conjunto, teniendo en cuenta limitaciones realistas como las cargas de línea y los límites de generación.

El despacho económico determina la mejor manera de minimizar los costos generales de operación del generador de un conjunto de generadores con diferentes funciones de costo, en períodos que van desde horas hasta días. Esto planteado desde los enfoques *Top Down* y *Bottom Up*, haciendo uso de la optimización binivel, ver Fig. 3. 8.

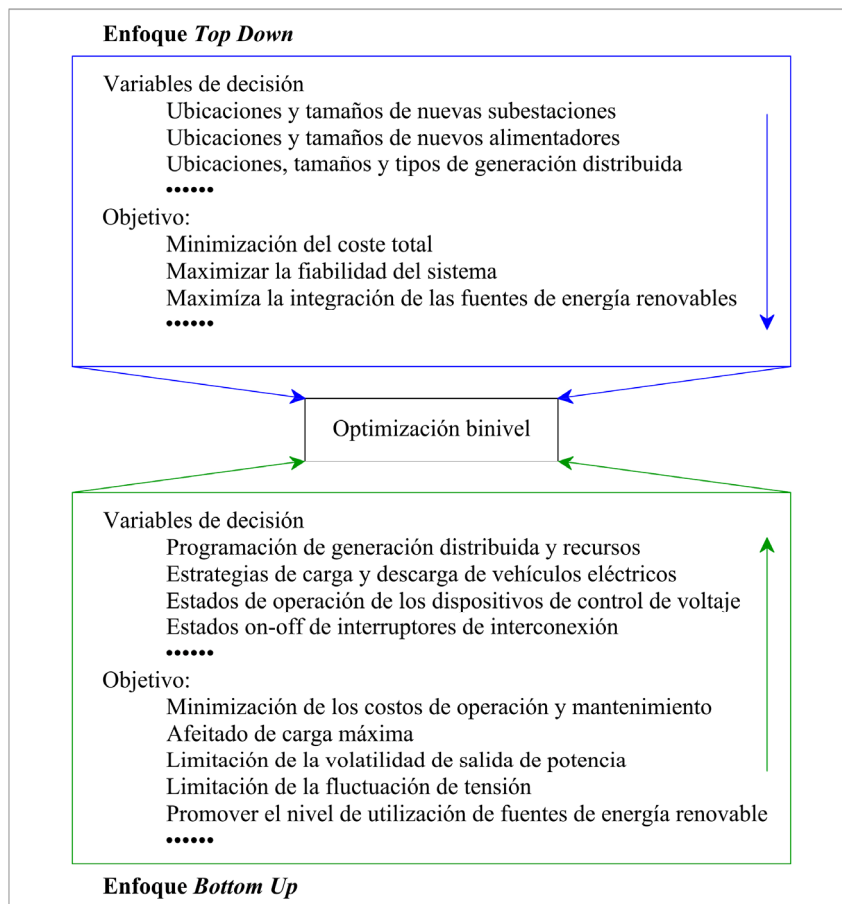
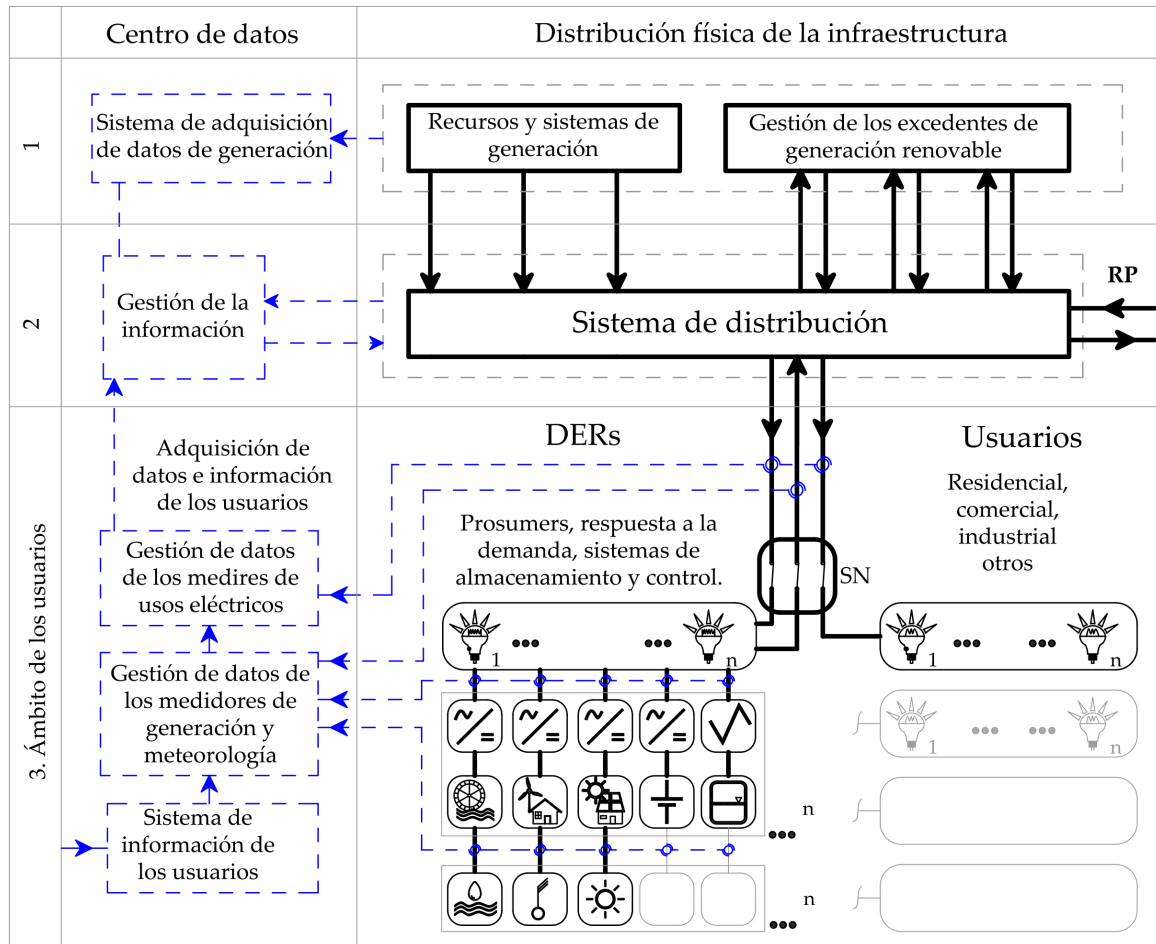


Fig. 3. 8. Optimización binivel

Fuente: elaboración propia

3.2.3 Ámbito de los usuarios

En el ámbito de los usuarios se detallan los usuarios en función del tipo residencial, comercial, industrial, prosumidores y nuevas formas emergentes de uso de la energía. Es necesario crear una base de datos en donde se asigna un código de usuario, un número de medidor de energía a cada cliente y se incluyen datos socioeconómicos. Además, se hace constar las características técnicas del medidor de energía, el transformador y las cargas relacionadas.



Leyenda

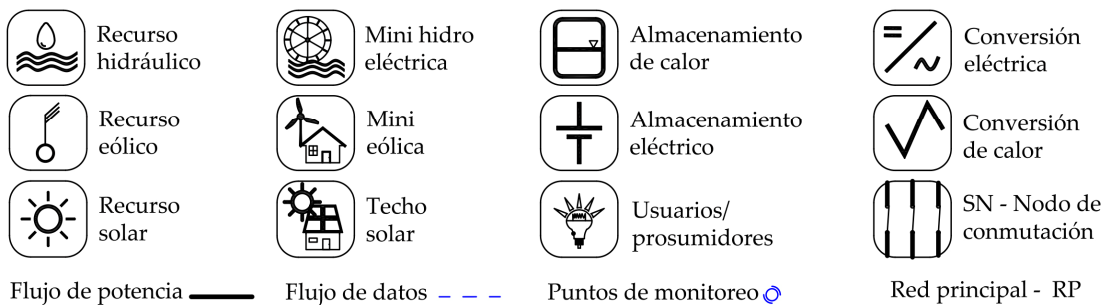


Fig. 3. 9. Ámbito de los usuarios

Fuente: elaboración propia

En la Fig. 3. 9 se muestra los elementos de la distribución física y el flujo de datos del ámbito de los usuarios. En este ámbito se incluyen los Recursos Energéticos Distribuidos (*Distributed energy resources*, DERs) que están compuestos por la generación eólica, solar e hidráulica local, los sistemas de almacenamiento, los sistemas de respuesta a la demanda y los dispositivos de control de la energía, todo esto en el nivel de baja tensión.

Se realizan mediciones de campo para generar mapas energéticos georreferenciados (demanda y potencial) de la zona de estudio a nivel desagregado. Con los mapas de demanda se visualizan las zonas de alto consumo eléctrico, y con los mapas de potencial se desarrolla un plan energético local. El plan energético local son medidas técnicas que se especifican para un lugar y un plazo de ejecución específico. Por ejemplo, la instalación de una cierta cantidad de energía solar en los tejados de un barrio durante un período determinado.

En el ámbito de los usuarios la respuesta a la demanda jugará un papel fundamental en la transición del sistema. La modernización de la red a través de sensores facilitará información a los usuarios sobre los usos eléctricos y el precio de la energía. Con esta información los usuarios posiblemente cambiarán su comportamiento y tratarán de reducir sus usos eléctricos diarios, especialmente en las horas pico que son las horas en las que la energía eléctrica alcanza su mayor precio.

Una de las funciones del ámbito de los usuarios es generar las bases para apoyar el desarrollo de tecnologías, herramientas y técnicas de modernización de la red para integrar la respuesta a la demanda. De esta manera la industria eléctrica puede diseñar, probar y demostrar en las infraestructuras nacionales integradas (electricidad, comunicación e información) la descentralización del sistema. Además de tener la capacidad de optimizar dinámicamente las operaciones y recursos de la red e incorporar la respuesta a la demanda y la participación de los usuarios.

En la Fig. 3. 10 se muestra la infraestructura base de la metodología para el diagnóstico eléctrico de zonas urbanas. Se marca una clara distinción entre la distribución física de la red de distribución (flujo de potencia) y la central de datos que es en donde se realiza la gestión y control del sistema (Flujo de datos).

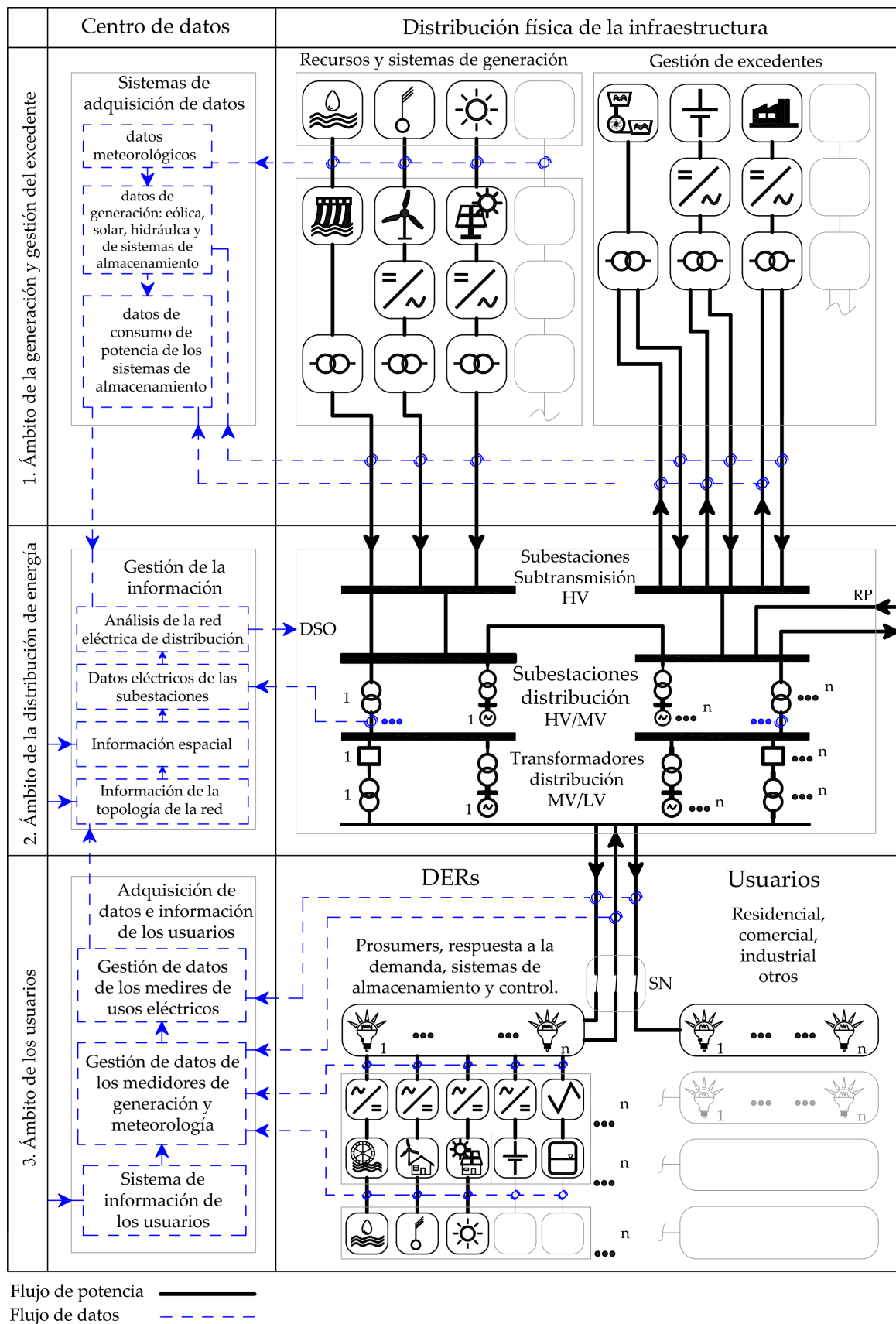


Fig. 3. 10. Estructura de la metodología para el diagnóstico eléctrico de zonas urbanas.

Fuente: elaboración propia

3.2.4 Estrategia de optimización de un sistema energético urbano

Un sistema energético urbano, es idealmente donde la producción y el uso de energía bajo cualquier forma (electricidad, calefacción, refrigeración, etc.) se integran y coordinan, siguiendo objetivos colectivos en términos de sostenibilidad económica y ambiental. Generalmente se compone no solo de las infraestructuras energéticas sino también de las instalaciones logísticas, la gestión de residuos y otros servicios fundamentales como, por ejemplo, la movilidad urbana, la eliminación de residuos y la gestión del agua.

Se propone una metodología basada en la formulación y solución de un problema de optimización no lineal, destinada a optimizar los flujos de energía variables en el tiempo de entrada y salida de un conjunto de generadores y sistemas de almacenamiento de una zona urbana.

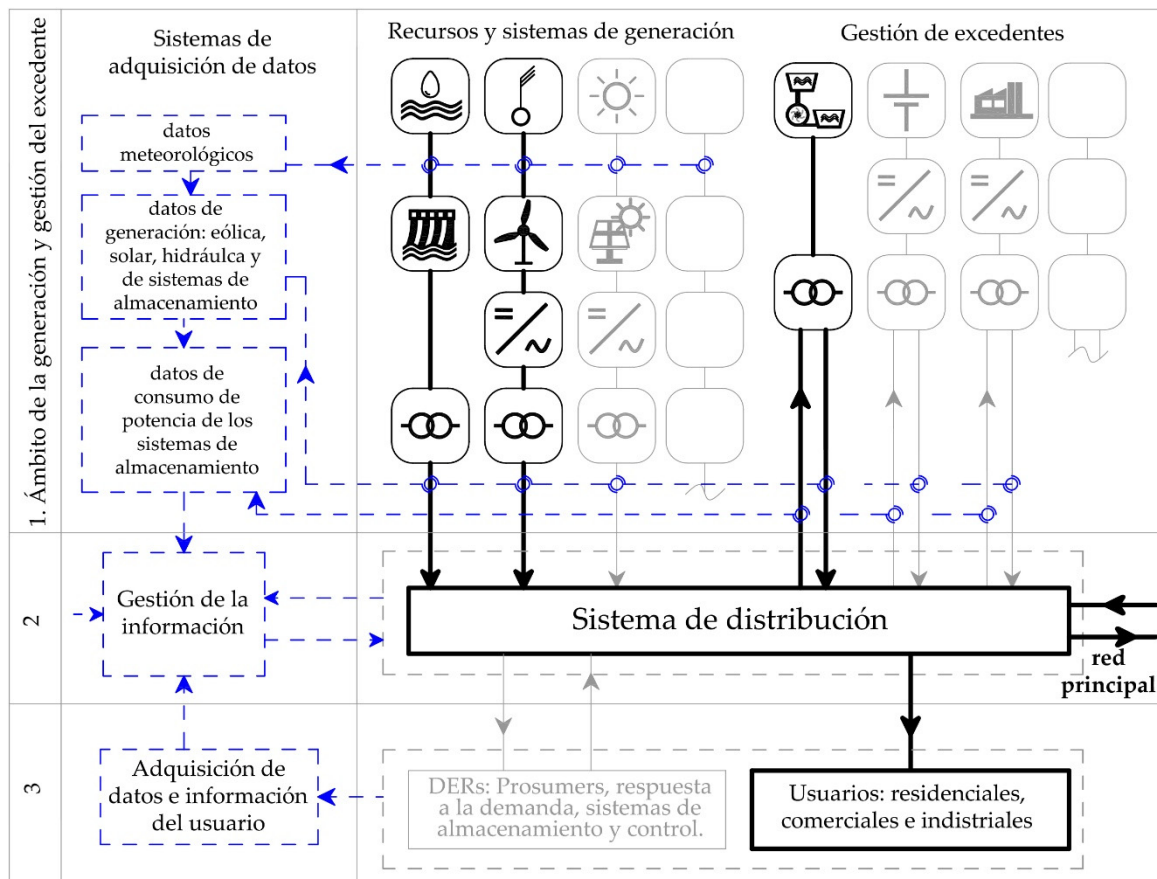


Fig. 3. 11. Configuración de un sistema energético urbano

Fuente: elaboración propia

En la Fig. 3. 11 se muestra una configuración de un sistema energético urbano. Este caso particular está compuesto por fuentes renovables (eólica, hidráulica), la red principal (mix energético hidráulica, térmica, etc.), un sistema de almacenamiento (central reversible) y usuarios.

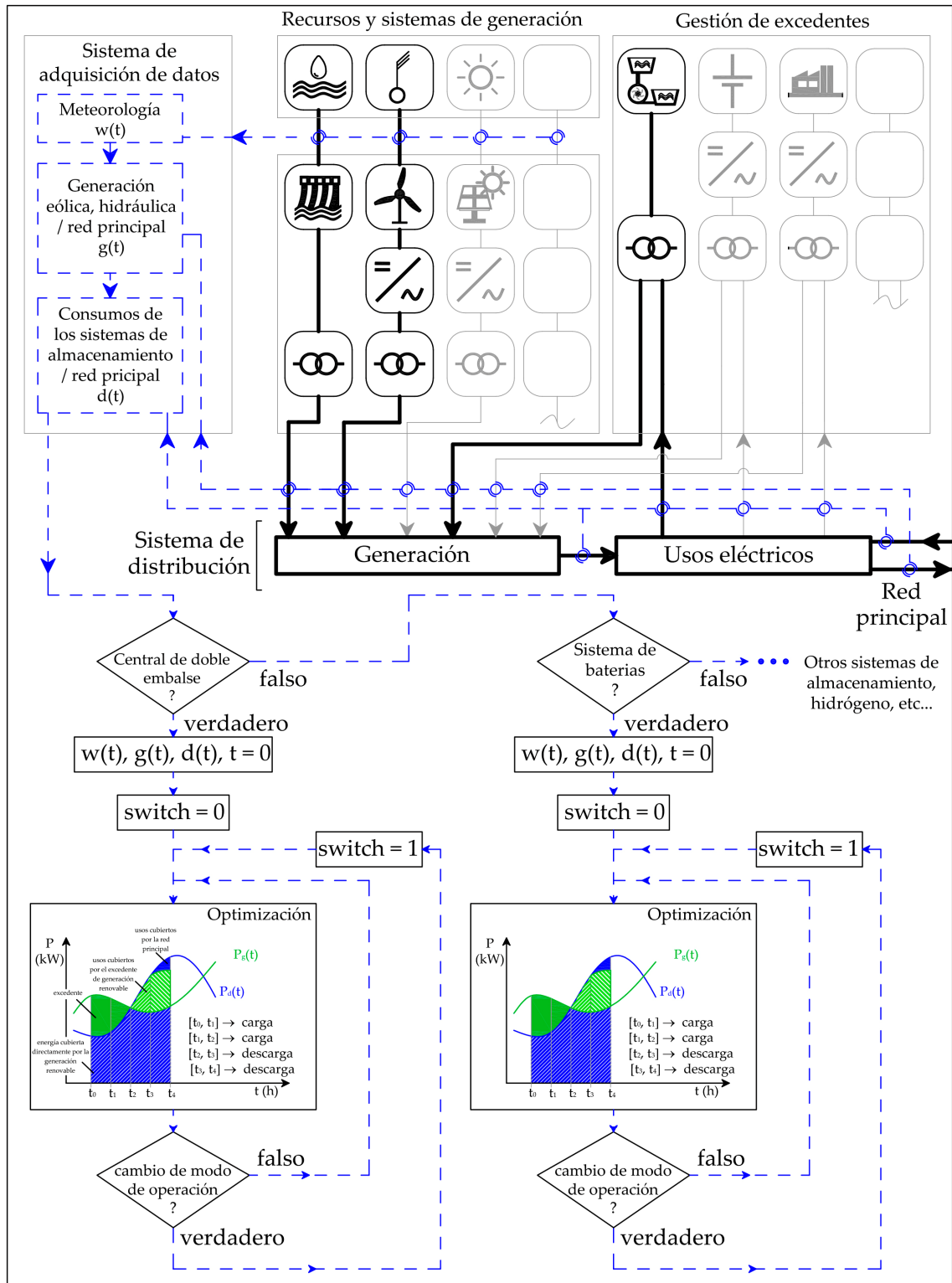


Fig. 3. 12. Pseudocódigo del control de un sistema de almacenamiento

Fuente: elaboración propia

En la Fig. 3. 12 se muestra un pseudocódigo para el control del sistema de almacenamiento. La presencia de dispositivos de almacenamiento aumenta la complejidad, ya que cuando la energía está disponible para el almacenamiento, debe decidirse qué sistema de almacenamiento debe

cargarse (o descargarse). Los sistemas de almacenamiento pueden tener diferentes respuestas de tiempo, dependiendo de su capacidad de almacenamiento y velocidades de carga / descarga.

La complejidad de la optimización radica en la presencia de generación renovable intermitente, sistemas de almacenamiento y fuentes de energía despachables. La introducción de sistemas distribuidos que pueden ser operados de manera centralizada o descentralizada hace que sea más compleja la gestión de la energía. Para realizar el balance de energía es necesario representar la red de distribución y plantear las ecuaciones de equilibrio para satisfacer un costo mínimo.

En el contexto ecuatoriano lo más aplicable es la utilización de sistemas hidráulicos reversibles para el almacenamiento de energía, puesto que Ecuador dispone de recursos hídricos que son aprovechables para la generación eléctrica. Además, el territorio ecuatoriano está atravesado por la Cordillera de los Andes, una cadena montañosa que se extiende paralela a la costa del Pacífico generando desniveles que hacen factible la instalación de este tipo de configuraciones de doble embalse. Según el ARCONEL en Ecuador se tiene una capacidad instalable de sistemas hidroeléctricos de 12 318 MW con potencias comprendidas de entre 1 a 3 600 MW.

En otros contextos probablemente los sistemas hidráulicos reversibles no sean aplicables, por lo que se tienen que explorar nuevas alternativas. Una alternativa que se está abriendo camino y puede ser una solución para el almacenamiento de energía es el hidrógeno. El hidrógeno es ideal como medio de almacenamiento de energía debido a su versatilidad y es posiblemente un reemplazo directo del gas natural. Su producción a partir del agua es simple, aunque relativamente costosa en la actualidad. Una de las opciones que se están explorando para la producción de hidrógeno es combinar una fuente de energía renovable intermitente, (viento de la energía solar) con una planta de producción de hidrógeno. Pero no aún no está claro si es más rentable producir hidrógeno de esta manera en lugar de utilizar directamente la energía eléctrica (Breeze 2018).

3.2.5 Formulación matemática

En este apartado se desarrolla un modelo de optimización de un sistema energético distribuido. En general, las principales cuestiones abordadas son: la distribución eléctrica de la energía, y la integración de las energías renovables y su impacto en el suministro de electricidad. Se pretende encontrar las formas óptimas para gestionar la generación renovable del sistema energético utilizando sistemas de almacenamiento. Además, el modelo incluye la red eléctrica para determinar la operación óptima dentro de sus límites.

En la Fig. 3. 13 se muestra la base general del problema de optimización del sistema con energías renovables y sistemas de almacenamiento. El reto general es optimizar varios flujos de energía a nivel de distribución con el objetivo de maximizar el uso de energías renovables y minimizar el

costo de operación, además de reducir las emisiones globales de carbono, de forma que sea rentable equilibrar el sistema energético con energías renovables.

<p>MINIMIZAR</p> <p>Coste anual equivalente (EAC - <i>Equivalent Annual Cost</i>): Costo de operación + costo de inversión en tecnología amortizada - ingresos por exportación de electricidad.</p> <p>SUJETO A:</p> <p>Balance energético:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Generación de energía + Importación de energía + Descarga de almacenamiento - Exportaciones de energía > Demanda de energía-recortes de picos (respuesta a la demanda) • Restricciones operativas: • Generación de energía de los equipos < Capacidad nominal • Factor de carga del equipo > Carga parcial mínima admisible • Balance de energía de almacenamiento que da cuenta de pérdidas y carga / descarga de flujos de energía • Energía en módulos de almacenamiento < Capacidad de almacenamiento • No exceder las tasas máximas de carga y descarga <p>Restricciones físicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Límite de capacidad de almacenamiento debido a limitaciones de espacio • Límite de capacidad fotovoltaica y/o eólica debido a limitaciones del tejado <p>PARÁMETROS:</p> <p>Técnico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eficiencias de conversión • Eficiencias de almacenamiento (des)carga • Tarifas máximas de (des)carga de almacenamiento <p>Económico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coste de inversión por unidad de capacidad para cada tecnología • Gastos de explotación por unidad de energía utilizada • Tarifa de alimentación para la electricidad exportada • Tasa de descuento <p>Edificio y/o vivienda:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demanda de energía para calefacción y electricidad • Perfiles de radiación solar y/o perfil de velocidad del viento • Superficie de cubierta para instalaciones solares <p>VARIABLES:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capacidades de los equipos • Entradas en el centro de energía por hora y utilización del almacenamiento
--

Fig. 3. 13. MILP y/o MINLP para centro neurálgico de energía.

Fuente: elaboración propia en base a (Scala et al. 2017)

En general, el problema de control óptimo tiene como objetivo minimizar los costos operativos a lo largo de un intervalo de tiempo T . Las energías renovables tienen un costo marginal bajo, por lo tanto, una forma de minimizar el costo es maximizar su participación en el sistema energético. La función de costo a ser minimizada es una función no lineal de entradas y salidas de potencia, por tanto, el problema de coordinación según (Ramana V 2010; Bruno et al. 2018) se convierte en:

$$\min_p \int_{t=0}^T \sum_j c_j (p_j(t)) . dt \quad (3.1)$$

Donde p_j es el flujo de potencia instantáneo inyectado o demandado de un dispositivo j . Esto depende de si la variable genérica está asociada a una fuente de energía genérica $j - th$, o a una carga de potencia genérica $j - th$, p es un vector que recoge todas las variables de control p_j , y c_j son las funciones de coste que en general son no lineales.

Las restricciones de igualdad dadas por las ecuaciones de balance de energía se plantean de la siguiente manera, según la metodología desarrollada por (Bruno et al. 2017):

$$\sum_{j=1}^n C_{e,j} p_j(t) = const \quad \forall t \quad (3.2)$$

$$\sum_{j=1}^n C_{t,j} p_j(t) = const \quad \forall t \quad (3.3)$$

Donde los coeficientes $C_{e,j}, C_{t,j}$ asumen diferentes valores según las variables de peso en el balance energético de la carga eléctrica y térmica respectivamente. Estos coeficientes pueden asumir el signo positivo o negativo dependiendo de la dirección del flujo de potencia (por lo general positiva para inyectados y negativa para la potencia demandada). La *constante* es una potencia genérica que tiene en cuenta lo que no es una variable, por ejemplo representan las cargas en un tiempo t .

Si un sistema energético tiene una interconexión convencional uno a uno, es decir, la oferta y la demanda son puramente eléctricas, incluidos los sistemas de almacenamiento para la gestión de los excedentes de la generación renovable, se asume un valor de 1 y -1 para el coeficiente $C_{e,j}$ dependiendo de la dirección del flujo de potencia (Bruno et al. 2014).

Las restricciones operativas y físicas de desigualdad tienen en cuenta las limitaciones técnicas, como la potencia de salida mínima y máxima:

$$p_j^{min} \leq p_j(t) \leq p_j^{max} \quad \forall t \in T, \forall j \quad (3.4)$$

La presencia de unidades de almacenamiento en el sistema energético crea la necesidad de introducir las variables de estado de la energía almacenada, por ejemplo, la disponibilidad de agua

para la generación de energía en un embalse al inicio de las operaciones. Si A denota el sistema de almacenamiento genérico, entonces q_A es la energía almacenada. Las siguientes ecuaciones diferenciales y restricciones forman parte de la formulación:

$$\dot{q}_A = f_A(p(t), q_A(t)) \quad \forall A \quad (3.5)$$

$$q_A(0) = Q_A^0$$

Donde Q_A^0 es la carga inicial y f_A es una función generalmente no lineal que asocia las entradas y salidas de energía con la energía almacenada, teniendo también en cuenta la conversión y las pérdidas.

$$q_A^{min} \leq q_A(t) \leq q_A^{max} \quad \forall t, \forall A \quad (3.6)$$

Las restricciones de desigualdad q_A^{min} y q_A^{max} tienen en cuenta las limitaciones de la capacidad de almacenamiento. El nivel mínimo de carga puede ser cero o puede estar por encima de un umbral determinado, dependiendo del sistema de almacenamiento (Bruno et al. 2014).

En general, el funcionamiento de un sistema energético puede examinarse a lo largo de un período de tiempo de mínimo un año, y para la gestión de las renovables se considera un modelo de tiempo discreto con un horizonte finito que modela una hora o un día. Cada hora o día se divide en intervalos de tiempo T de igual duración, indexados de la siguiente forma $t \in \mathcal{T} = \{1, 2, 3, \dots, T\}$.

En general los dispositivos de almacenamiento tienen las siguientes restricciones: el balance energético que expresa la energía actual de almacenamiento de acuerdo con su energía previamente acumulada, la potencia actual de carga o descarga, y los límites máximos y mínimos de carga y descarga. En consecuencia, la ecuación que expresa la energía almacenada en el sistema de almacenamiento A al final del paso de tiempo t , se formula de la siguiente manera:

$$q_A(t) = q_A(0) + \sum_{\mathcal{T}=1}^t F_A^T \cdot p_A(\mathcal{T}) \quad \forall t, \forall A \quad (3.7)$$

Donde $p_A(\mathcal{T})$ es el conjunto de todas las variables de control discretas, es decir, las entradas y salidas de potencia durante el paso de tiempo \mathcal{T} , F_A es un vector constante que, a través de las eficiencias y las relaciones de acoplamiento, asocia la energía almacenada a la potencia de carga y descarga. Reformulando tenemos que:

$$q_A(t) = Q_A^0 + \sum_{T=1}^t \mu_C \eta_{AC} \times p_{AC}(t) - \mu_D \eta_{AD} \times p_{AD}(t) \quad \forall t, \forall A \quad (3.8)$$

Donde $q_A(t)$ es la energía almacenada al final del tiempo t , Q_A^0 es la carga inicial, η_{AC} y η_{AD} son las eficiencias de carga y descarga respectivamente, $p_{AC}(t)$ y $p_{AD}(t)$ son las entradas y salidas de potencia, y las variables binarias μ_C y μ_D de carga y descarga $\in \{0,1\}$, que son usadas para prevenir que los modos de carga y descarga operen en el mismo tiempo t . Adicionalmente, se plantea la siguiente ecuación de restricción $\mu_C + \mu_D = 1$, (Pasban-Gajan et al. 2017).

Considerando que a lo largo del paso genérico del tiempo discreto i , las variables de estado y control permanecen constantes (estado estacionario), el problema general de optimización (3. 1) - (3. 6) se puede formular de la siguiente manera, según (Bruno et al. 2017):

$$\min_p \sum_{i=1}^{n_T} \sum_j c_j(p_{j,i}) \quad (3.9)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^1 \sum_j C_{e,j} p_{j,i} = const \quad \forall i \quad (3.10)$$

$$\sum_{i=1}^1 \sum_j C_{t,j} p_{j,i} = const$$

$$p_j^{min} \leq p_{j,i} \leq p_j^{max} \quad \forall i, \forall j \quad (3.11)$$

$$q_A^{min} \leq q_{A,i} \leq q_A^{max} \quad \forall i, \forall A \quad (3.12)$$

La formulación del problema se caracteriza por tener una función objetivo no lineal que a través de manipulaciones matemáticas las restricciones de desigualdad se pueden expresar bajo la forma lineal $A \cdot x \leq b$. Esto permite resolver el problema con herramientas informáticas de optimización. A continuación se detallan las ecuaciones de restricción de igualdad y desigualdad (3. 5) a (3. 12).

Las restricciones de igualdad (3. 10) se pueden poner en la forma $K_{eq} \cdot p = b_{eq}$, siendo K_{eq} una matriz de bloques diagonales, donde cada bloque i -ésimo representa el conjunto de ecuaciones de balance de energía en el paso de tiempo i -ésimo (Scala et al. 2017).

3.3.2.1 Suministro de energía de la red principal

Un Multiportador de Energía puede tener múltiples fuentes de suministro de energía para satisfacer las necesidades de las cargas. Por ejemplo, la red principal combinada con una central eólica. La energía de la central eólica en ciertos intervalos de tiempo no se puede despachar, porque su aleatoriedad e intermitencia pueden causar problemas de estabilidad a la red. Además, en ciertos instantes puede ser insuficiente y no satisfacer la demanda, por esta razón, es necesario integrarla con la generación externa proveniente de la red principal (mix energético). Por lo que, si se considera que un sistema está conectado a la red principal una cantidad externa de energía $p_{EXT,i}$ es inyectada al multiportador en un tiempo discreto i .

En este sentido, las restricciones se pueden aplicar a la potencia máxima importada o exportada, dependiendo de la capacidad, estabilidad u obligaciones contractuales.

$$-p_{EXP,i}^{max} \leq p_{EXT,i} \leq p_{IMP,i}^{max} \quad (3.13)$$

El costo genérico asociado a esta variable viene dado por una función de costo genérico $c_{EXT}(p_{EXT,i})$, es positivo cuando el sistema está importando energía (el sistema genera egresos económicos) y negativo cuando el sistema está exportando energía (el sistema genera ingresos económicos).

3.3.2.2 Unidades de generación renovable

La introducción de las energías renovables al sistema supone una disminución de las horas de funcionamiento de la generación convencional, la diversificación sistema energético e impulsa la descentralización. Pero podría dar lugar a un mayor número de arranques y paradas, así como un funcionamiento más variable e inferior al de plena carga y por tanto un menor rendimiento. Las medidas de gestión de la demanda y el nivel de adaptación de las curvas de oferta y demanda eléctrica jugarán un papel fundamental para aumentar la eficiencia de la generación eléctrica. La potencia de entrada, p_E o p_F , eólica o solar respectivamente, es limitada por la máxima potencia disponible en un tiempo discreto i . La ecuación (3.11) viene dada por:

$$0 \leq p_{E,i} \leq p_{E,i}^{max} \quad (3.14)$$

$$0 \leq p_{F,i} \leq p_{F,i}^{max} \quad (3.15)$$

Siempre que la producción renovable supere la carga más la potencia de carga del acumulador, se generará energía para exportar, y si no es posible exportar la última opción es realizar vertidos de energía renovable. Se conoce como vertido de energía renovable al desaprovechamiento de energía primaria. Es una solución adoptada para adecuar la generación eléctrica a su demanda en un momento dado, por lo que se interrumpe la producción para garantizar la seguridad del sistema. Esto es posible debido a la flexibilidad técnica que ofrecen algunas de las tecnologías renovables no gestionables respecto a sus tiempos cortos de arranque y parada, sus disminuciones rápidas de carga y su precio marginal insignificante (Hering et al. 2013).

Las Plantas de Generación Virtual entrarían en el modelo vistas como una unidad de generación renovable, y estarían restringidas por la misma condición descrita en la ecuación (3. 11) .

3.3.2.3 Unidades de almacenamiento de energía por bombeo

En un sistema de almacenamiento de bombeo (*Water pumping storage system*, WPSS) son diseñados para gestionar los excedentes de generación de las energías renovables. Se almacena energía bombeando agua a los reservorios altos en periodos de carga valle (costo bajo de la energía) y se genera energía en periodos de cargas pico (costos altos de la energía) (Ramana V 2010). Se describe básicamente las potencias bombeadas $p_{WC,i}$ y generadas $p_{WD,i}$ limitadas por los requisitos de la bomba $p_{WC,i}^{max}$ y la turbina hidroeléctrica $p_{WD,i}^{max}$. La ecuación (3. 11) viene dada por:

$$0 \leq p_{WC,i} \leq p_{WC,i}^{max} \quad (3. 16)$$

$$0 \leq p_{WD,i} \leq p_{WD,i}^{max} \quad (3. 17)$$

Los reservorios tienen límites de capacidad y típicamente proveen de entre 4 a 10 horas de continua operación en modo generador. El estado de la carga (*State of charge*, SOC) se restringe al nivel máximo de agua almacenable en el depósito. La eficiencia de ida y vuelta también se introduce, teniendo en cuenta las pérdidas en la bomba, las tuberías y la turbina. Las restricciones (3. 5) y (3. 12) se pueden escribir como:

$$q_{W,i} = Q_W^0 + \mu_C \eta_{WC} \times p_{WC,i} - \mu_D \eta_{WD} \times p_{WD,i} \quad (3. 18)$$

$$q_W^{min} \leq q_{W,i} \leq q_W^{max} \quad (3. 19)$$

Donde $q_{W,i}$ es la energía almacenada al final del tiempo i , η_{WC} y η_{WD} es la eficiencia de carga (bomba) y descarga (turbina) respectivamente, típicamente la relación entre las eficiencias

$(\eta_{WPSS} = \eta_{WD}/\eta_{WC})$ es 0.67, μ_C y μ_D son variables binarias para asignar los modos de carga y descarga y Q_W^0 es la carga inicial. Substituyendo la ecuación (3. 18) en (3. 19) las restricciones de desigualdad se pueden escribir en forma lineal $A \cdot x \leq b$, (Scala et al. 2017).

La energía almacenable mínima y máxima se expresa como una función del volumen mínimo y máximo de agua almacenable y caída geodésica. Conociendo la capacidad nominal máxima del embalse Q_W^{max} , los dos límites de carga pueden derivarse al fijar el estado de la carga SOC mínimo y máximo:

$$q_W^{min} = SOC^{min} Q_W^{max} \quad (3. 20)$$

$$q_W^{max} = SOC^{max} Q_W^{max} \quad (3. 21)$$

El costo genérico asociado a esta variable viene dado por una función de costo genérico $c_W(p_{W,i})$. Este coste puede evaluarse teniendo en cuenta el número medio de horas de trabajo antes de que sea necesaria una intervención de mantenimiento que demande la sustitución de equipos.

Las unidades de almacenamiento de energía por bombeo (hidroeléctricas reversibles), son viables en el territorio ecuatoriano porque se dispone de recursos hídricos con fines de generación eléctrica y desniveles que permiten configurar este tipo de instalaciones.

3.3.2.4 Unidades de almacenamiento de energía en baterías

Se describe la cantidad de energía intercambiada con los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (*Battery Energy Storage System*, BESS) en cada paso de tiempo i por dos variables, $p_{CB,i}$ y $p_{DB,i}$, que representan la carga y descarga de las baterías respectivamente (Lee et al. 2016). Cada variable está limitada por la carga y descarga máxima potencia:

$$0 \leq p_{BC,i} \leq p_{BCmax}^i \quad (3. 22)$$

$$0 \leq p_{BD,i} \leq p_{BDmax}^i \quad (3. 23)$$

Conociendo la capacidad nominal máxima del sistema de almacenamiento por batería Q_B^{max} , los dos límites de carga pueden derivarse al fijar el estado de la carga (SOC) mínimo y máximo:

$$q_B^{min} = SOC^{min} Q_B^{max} \quad (3. 24)$$

$$q_B^{max} = SOC^{max} Q_B^{max} \quad (3. 25)$$

El costo genérico asociado a esta variable viene dado por una función de costo genérico $c_B(p_{BD,i})$. Este coste puede evaluarse en función del número de ciclos $n_{ciclos\ vida\ útil}$ de la vida útil de la batería. El costo de desgaste de las baterías se formula simplemente como la relación entre el costo de sustitución de las baterías y el rendimiento total, en un tiempo i . El rendimiento de la batería representa el valor esperado de energía que recorrerá por la batería, completando un ciclo de carga/descarga (Inoue et al. 2017).

3.3.2.4 Ecuación de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía

En la metodología propuesta la ecuación de equilibrio de potencia para cada paso de tiempo i esta dada por:

$$\sum_j p_{j,i} - p_{jC,i} + p_{jD,i} = P_{EL,i} \quad (3. 26)$$

Donde $p_{j,i}$ es la electricidad generada desde una central j en el momento i , $p_{jC,i}$ es la cantidad de electricidad descargada a la red desde el sistema de almacenamiento j , $p_{jD,i}$ es la cantidad de electricidad enviada desde la red al sistema de almacenamiento j , y $P_{EL,i}$ es la carga eléctrica promedio en el paso de tiempo i . Reformulando tenemos que:

$$p_{EXT,i} + p_{F,i} + p_{E,i} - p_{BC,i} + p_{BD,i} - p_{WC,i} + p_{WD,i} = P_{EL,i} - P_{DR,i} \quad (3. 27)$$

La ecuación (3. 27) describe cómo el modelo equilibra la demanda en la red con las diversas opciones de suministro, donde $P_{DR,i}$ es la respuesta a la demanda (recorte de los picos).

En la revisión bibliografía se hace referencia a diferentes técnicas de optimización que se utilizan en combinación con el enfoque *Energy Hub*. Las técnicas que se aplican dependen típicamente de las restricciones y del espacio objetivo. Estas incluyen formulaciones lineales (*Linear programming* LP), programación lineal de números enteros mixtos (*Mixed-integer linear programming* MILP) o formulaciones no lineales (*Nonlinear programming* NLP). En la Tabla 2. 1 se presenta un resumen de varias publicaciones que utilizan estas técnicas. En esta investigación las formulaciones descritas se implementan en el software R adaptadas de la caja de herramientas de optimización del software MATLAB.

El problema de optimización de la red eléctrica urbana con suministro proveniente de la generación renovable se define como un problema de programación no lineal con restricciones de igualdad y desigualdad, que se puede implementar en plataformas de optimización multipropósito. En particular para esta aplicación se implementó *fmincon interior-point algorithm* de Matlab adaptada a R.

3.2.7 Pasos metodológicos para realizar la diagnosis y gestión del sistema eléctrico

El método está compuesto por cuatro pasos que los planteamos inspirados en la Norma UNE 216501:2009 e ISO 50001:2011 (Carretero et al. 2012) que son: contextualización (incluye la creación del inventario de la infraestructura urbana y eléctrica); caracterización del sistema energético urbano (medición y recogida de datos de generación y usos eléctricos, a nivel agregado en subestaciones y desagregado por usuario); confrontación de datos de generación – usos (se realiza una sincronización en intervalos temporales de los datos de generación y consumo eléctrico); y el diagnóstico energético de la zona urbana (se establece la relación entre los flujos de la generación y usos eléctricos).

Este diagnóstico incluye los balances eléctricos que son la base para plantear las nuevas propuestas de mejora y optimización de las estrategias de gestión de la energía eléctrica. En la Fig. 3. 14 se muestra el algoritmo de la metodología, incluyendo la generación de reportes y un bucle para el análisis de optimización del sistema de distribución. El bucle se resuelve con métodos iterativos que buscan la solución óptima dependiendo del planteamiento del problema.

La metodología integra y analiza el sistema de distribución en sus diferentes aspectos taxonómicos de distribución física y control. Se realiza un diagnóstico de la situación energética del sistema eléctrico de distribución de la zona urbana. Los resultados del diagnóstico eléctrico se los relaciona con el tejido urbano y los datos económicos de los usuarios, todo esto en un entorno georreferenciado.

Finalmente, se determinan indicadores de sostenibilidad para dar soporte al diagnóstico del sistema eléctrico de distribución de una zona urbana, priorizando la gestión e integración de los sistemas almacenamiento y generación distribuida, para garantizar el suministro de energía en condiciones respetuosas con la sociedad, el medio ambiente y el desarrollo económico regional.

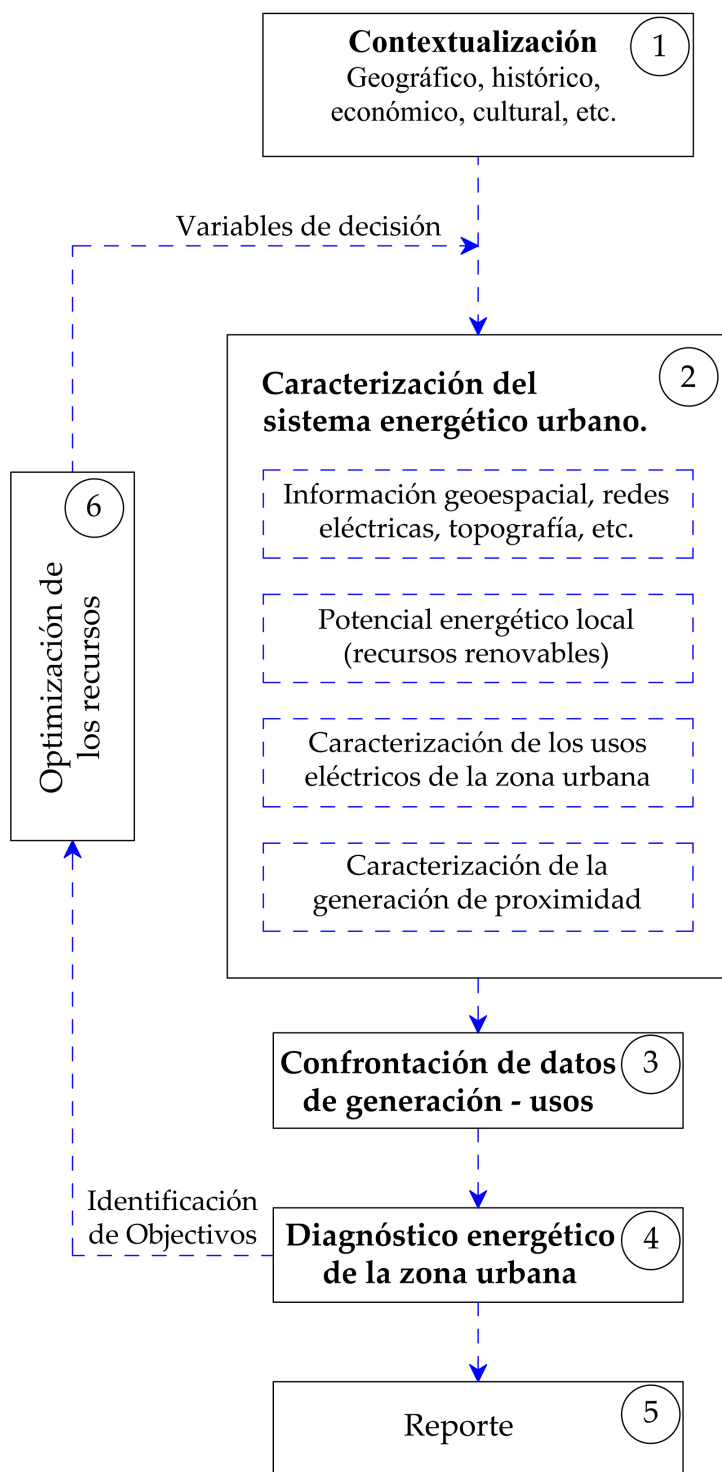


Fig. 3. 14. Pasos metodológicos para la gestión del sistema de distribución.

Fuente: elaboración propia

3.3 Conclusiones del desarrollo metodológico

En este capítulo se ha descrito la metodología propuesta para el diagnóstico, transformación y gestión de una transición a fuentes renovables de un sistema energético urbano. Específicamente se presentan las bases para el análisis de la infraestructura eléctrica. Se basa en las metodologías clásicas de análisis y optimización de sistemas eléctricos de distribución, pero se añade el enfoque socio técnico. Para enmarcar adecuadamente este nuevo enfoque se han detallado tres ámbitos fundamentales:

- Ámbito de la generación con energías renovables y gestión de los excedentes,
- Ámbito de la distribución de energía,
- Ámbito de los usuarios.

Estos ámbitos son analizados desde la perspectiva *Top-Down & Bottom Up* tomando como base la infraestructura eléctrica y de comunicaciones. Se considera que los recursos, la generación y la gestión de excedentes están en el *Top* del sistema y los usos eléctricos, *prosumers*, *DERs*, etc. están al *Bottom* del sistema.

De esta manera, se presentan los pasos metodológicos para realizar un diagnóstico energético de una zona urbana, como base para la transición energética a fuentes de energía renovable:

- Contextualización. - marco (físico, ambiental, económico, cultural) donde desarrolla el proyecto, se incluye el inventario de la infraestructura urbana y eléctrica.
- Caracterización del sistema energético urbano. - se basa en la medición y recogida de datos que deben integrarse a diferentes niveles de agregación, para determinar la energía potencial, consumida y generada del sistema.
- Confrontación de datos de generación – usos eléctricos. - sincroniza la información en intervalos a una escala temporal;
- Diagnóstico energético de la zona urbana. - establece la relación entre los flujos, y los posibles recortes de picos (respuesta a la demanda).

Se propone un algoritmo para diagnosticar un sistema energético urbano con alimentación de fuentes renovables. En particular, se desarrolla la subrutina para el análisis de la infraestructura eléctrica. A partir del diagnóstico del sistema eléctrico, se plantea el problema de optimización con el objetivo de maximizar el uso de las energías renovables (gestión del excedente), y minimizar el costo de operación de un sistema de distribución integrado al concepto *Energy Hub*.

Se define el problema de optimización como un problema de programación no lineal con restricciones de igualdad y desigualdad, que se puede implementar en plataformas de optimización

multipropósito. Se adaptó al Software R el pack de Optimización de MATLAB, en particular para esta aplicación se implementó *fmincon interior-point algorithm*. Con esta adaptación se dispone de una herramienta informática de análisis de datos de código abierto *OpenSource*, que permite la interoperabilidad computacional en *Big Data Analysis*, y es una base para la innovación del sistema energético.

El *Big Data Analysis* permite examinar un gran volumen de datos de diferentes configuraciones, y generar patrones, correlaciones y tendencias de los flujos energéticos. Además, en el ámbito social ayuda a determinar las preferencias de los usuarios y otra información útil que puede ayudar a las empresas eléctricas y usuarios a tomar decisiones comerciales y de inversión.

4. Caso de estudio: influencia de la Central Eólica Villonaco en la zona urbana de Loja, Ecuador.

4.1 Contextualización energética de Ecuador

4.1.1 Ecuador pre-petrolero

La ciudad de Loja es reconocida en la historia de la electrificación del Ecuador porque fue la primera en tener servicio público de electricidad. En 1897 se creó la Sociedad Luz Eléctrica. Esta empresa conformada por vecinos de la ciudad instaló 2 grupos hidroeléctricos de 12 kW en corriente continua. La energía generada por esta mini hidroeléctrica se utilizó principalmente para satisfacer necesidades básicas como la iluminación y el funcionamiento de pequeños equipos eléctricos (Jaramillo 2010).

En 1960 el Ecuador tenía una población de 4 545 550 habitantes y el índice de servicio eléctrico era del 17%, esto quiere decir que de cada cien personas sólo 17 tenían acceso al servicio eléctrico. Ante esta realidad se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) que fue la institución encargada de "la regulación, planificación, construcción y operación de las centrales eléctricas (INECEL 1977).

En la primera etapa del INECEL, entre 1961 y 1966, se realizó el primer Plan Maestro de Electrificación. Este plan dejaba en evidencia la necesidad de construir un Sistema Nacional Interconectado (SNI), esto quiere decir, integrar la generación en un anillo de transmisión. Este periodo se caracterizó por la planificación del sistema nacional interconectado (INECEL 1979).

En la segunda etapa del INECEL entre 1967-1972, se ejecutaron varios proyectos de generación térmica y principalmente se caracterizó por el avance en la construcción del SNI. Se invirtió en la construcción de líneas de transmisión y subestaciones de 230 kV a 69 kV, para luego realizar la distribución de energía a los consumidores (Chamorro 2012). En este periodo se mejoró el índice de servicio eléctrico al 25%. Es así como concluye la etapa de desarrollo eléctrico en un Ecuador pre-petrolero (INECEL 1992).

4.1.2 Ecuador petrolero

El 29 de junio de 1972 llegó a la ciudad de Esmeraldas el primer barril de petróleo procedente de la Amazonia ecuatoriana. Comenzó la era petrolera y Ecuador fue considerado un país próspero por la riqueza que representaba producir petróleo. Se obtuvo financiamiento para la construcción de primer proyecto hidroeléctrico Pisayambo de 70MW que entró en operación en 1977 (Godoy 2013).

En 1983 entró en operación la central hidroeléctrica Paute Molino aportando 500 MW al Sistema Nacional Interconectado (Kublank & Mora 1987). En esta etapa Ecuador contaba con bonanza petrolera pero también se endeudó para desarrollar la industria. Esto y otros factores crearon una crisis en Ecuador, que ocasionaron retrasos en la construcción de proyectos eléctricos (Oleas Montalvo 2017).

De 1992 hasta 1996, las reformas neoliberales tuvieron su clímax. Por un lado, se criticaba al monopolio estatal y por el otro se veía la oportunidad de lucrar frente a una liberalización del sector eléctrico. El gobierno trató de privatizar las empresas eléctricas en dos ocasiones, y falló en ambas. Las subastas fueron canceladas por falta de interés del sector privado. Por lo tanto, la privatización no tuvo éxito. (Falconí & Montalvo 2004).

Desde 1996 hasta 2007 en el Ecuador sólo se invirtió en centrales térmicas y muy poco en energías renovables. En esta época el sistema energético era insostenible y el gobierno de esa época se tuvo que enfrentar a los famosos apagones o cortes de suministro de energía. La generación eléctrica dependía en más del 40% de los recursos fósiles, un 40% hidráulico y lo restante fue importado de interconexiones internacionales con Perú y Colombia. Esto, mezclado con inestabilidad política fue la receta perfecta para perder la soberanía energética (Villalba 2011). En estas tres décadas la tasa de crecimiento de la generación hidroeléctrica fue del 11% y la única inversión importante en energía renovable fue la central hidroeléctrica Paute.

Según datos del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), el Sistema Nacional Interconectado disponía de una potencia instalada efectiva al 2009 del orden de 4 415 MW de los cuales 2 032 MW corresponden a capacidad hidráulica y 2 286 MW de capacidad térmica para cubrir una demanda de más de 2 000 MW, este escenario hace pensar que quedaba suficiente reserva de energía, pero esto no es así, porque, en las épocas de estiaje, el aporte de la generación hidráulica era insuficiente y el parque térmico, además de resultar oneroso, no tenía la capacidad para satisfacer la demanda energética, por lo tanto, en este periodo se producían cortes de suministro de energía (MEER 2017). Es así como concluye parcialmente la etapa de un Ecuador petrolero.

4.1.3. Ecuador en transición energética

Con el fin de enfrentar la realidad de los cortes de suministro de energía, en la última década Ecuador ha llevado a cabo un proceso de transformación de la infraestructura eléctrica para fortalecer su matriz energética. El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables invirtió aproximadamente 4600 millones de dólares en varios proyectos de generación con energías renovables. En la actualidad más del 80 % de la generación es de origen hidráulico.

En 2005 la generación bruta de electricidad en Ecuador fue de 15 127 GWh (45.5 % hidroeléctrica, 43.11 % térmica y 11.39 % importada). Para mejorar este escenario se han implementado planes para diversificar y reducir el uso de centrales térmicas. Se construyeron 8 hidroeléctricas (Tabla 4. 1), y se han impulsado varios programas de eficiencia energética (Peláez-Samaniego et al. 2007).

En 2010 entró en operación la hidroeléctrica Mazar, en 2012 se construyó en parque eólico Villonaco, en 2015 entró en operación Paute Integral y en 2016 Coca Codo Sinclair. Con todos estos proyectos, Ecuador mejoró y diversificó su matriz energética, disminuyó en un gran porcentaje la dependencia a los combustibles fósiles y empezó a exportar energía a Perú y Colombia (Moya et al. 2016).

Proyecto	Coste (Millones USD)	Potencia (MW)	Inicio de operación
Coca Codo Sinclair	1 979.7	1 500	Jan-2016
Sopladora	672.19	487	Dec-2014
Minas San Francisco	506.13	276	Dec-2015
Toachi Pilatón	593.74	253	Jan-2015
Delsitanisagua	215.84	115	Apr-2015
Manduriacu	135.71	62.5	Nov-2014
Quijos	95.85	50	Nov-2015
Mazar Dunas	44.29	21	Dec-2013
Villonaco (eólica)	37.5	16.5	Jun-2012

Tabla 4. 1. Proyectos de generación de energía implementados en Ecuador.

Fuente: MEER

En 10 años realizó importantes avances en la transición energética de fósiles a renovables. Si comparamos la evolución de la generación del subsector eléctrico desde 2006 hasta el 2016, podemos concluir que Ecuador en 2006 era dependiente en un 36% de térmica y un 18% de importaciones de países vecinos (Perú, Colombia) y en 2017 logra una cobertura del 81% con generación hidroeléctrica según (CENACE 2016).

En la Fig. 4. 1 se observa que en 2017 el 83,88% de la producción corresponde a generación hidroeléctrica, el 14,40% a generación termoeléctrica, el 1,64% a generación no convencional y el 0,08% a la importación de Colombia, y se deja de importar energía de Perú. En este año se mejora notoriamente la matriz energética de Ecuador. No obstante, es aconsejable analizar los periodos en la época de estiaje, para planificar la operación del sistema y evitar los cortes de suministro como sucedió en el año 2000. En este año la proporción generación hidráulica y termoeléctrica fue similar a la del 2017.

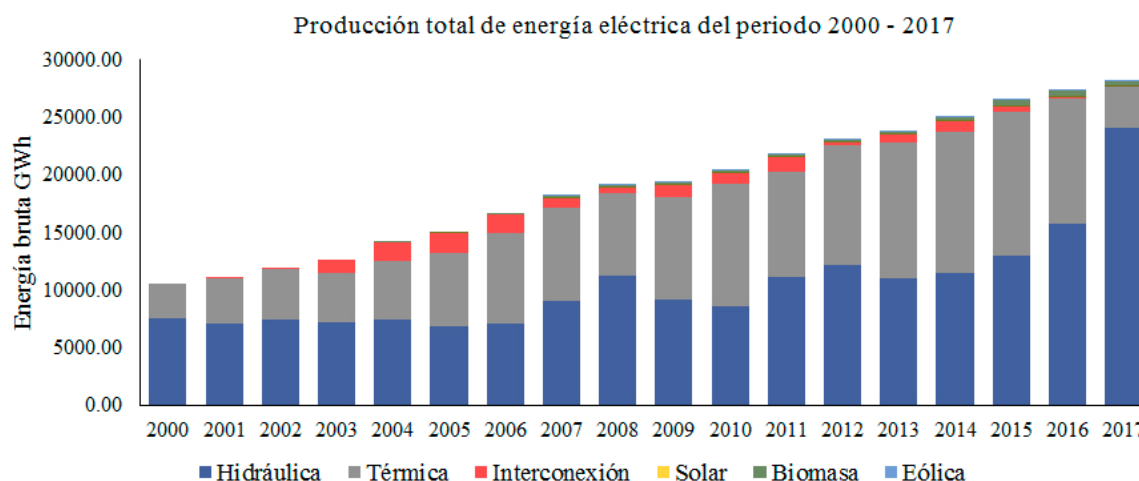


Fig. 4. 1. Generación de electricidad periodo 2000 - 2017

Fuente: ARCONEL - CENACE

En la época de estiaje del 2017, el día de mínima potencia generada (1 665 MW) fue registrado el domingo 01 de enero a las 07:00; el 33% fue cubierto con centrales hidroeléctricas, el 66% con centrales termoeléctricas, el 0,10% con energía no convencional y el 0,10% con energía importada (CENACE 2017), por lo tanto, es evidente la necesidad de mejorar la gestión, integrar las renovables, e implementar programas de eficiencia energética y buenos usos de la energía para optimizar el sistema.

Según la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) una matriz energética cuantifica la oferta, demanda y transformación de cada una de las fuentes energéticas al interior de un país. Puede considerarse también como una herramienta de información como lo denomina (Hood 2007), pues informa sobre las tendencias de producción y consumo por fuentes y sectores, y permite identificar el inventario de recursos energéticos existentes, describiendo su evolución histórica, así como las proyecciones a futuro.

En la Fig. 4. 2 se muestra la evolución de los consumos energéticos por sectores. Durante 1994 al 2000 Ecuador sufrió una serie de eventos que afectaron su estabilidad. En 1998 el fenómeno de El Niño afectó la producción agrícola en la región. Entre 1998 y 1999 los precios del petróleo bajaron y provocaron una crisis financiera. En 1999 y 2000 el sistema financiero nacional fue afectado por el feriado bancario, más de la mitad de los principales bancos del país fueron transferidos al estado. Como resultado, en 1999 el ingreso por habitante cayó en un 9%, y se estima que en esta época que al menos 700 000 ecuatorianos emigraron a países europeos y Estados Unidos de América, y sólo, a partir del 2000 (año de la dolarización) empieza una leve recuperación que tiende a estancarse en el 2003 por varias razones entre ellas la inestabilidad política.

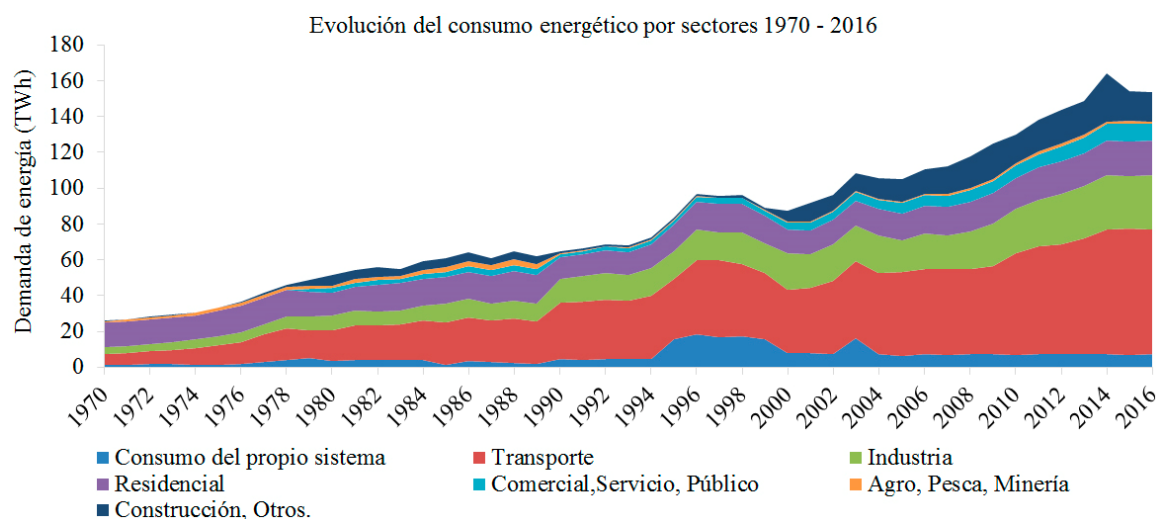


Fig. 4. 2. Evolución del consumo energético por sectores.

Fuente: ARCONEL - MEER

En las últimas cuatro décadas se evidencia un aumento acelerado del consumo de los combustibles fósiles, especialmente para el transporte con motores de combustión interna, por lo que, también paralelamente se experimenta un aumento acelerado de las emisiones de efecto invernadero. Esto sumado al agotamiento de las reservas de petróleo hace que la necesidad de planificar una transición energética sea urgente y acelerada.

Según la Organización de países exportadores de petróleo (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*, OPEC) la reserva probada de petróleo crudo de Ecuador es de 8,2 millones de barriles, y produce aproximadamente 1000 barriles/día, por lo tanto, se estima que en 22 años se agotarán las reservas de fósiles.

El concepto de implementación temporal de la transición energética aporta varias alternativas post-fósiles. El diagrama de la Fig. 4. 3 resume en términos generales lo que podría ser la planificación del desarrollo ordenado de un nuevo modelo energético. Se toma como base el año 2015 y se evoluciona hasta obtener un sistema energético 100% renovable en un periodo de 40 años en el que se puede establecer una correlación ordenada en 4 fases de 10 años.

En el caso de Ecuador, tenemos que el uso energético en el 2015 fue de 154.0 TWh/año, que corresponde a un uso final de aproximadamente 147 TWh/año, teniendo un objetivo de demanda de uso final de 80.0 TWh/año al 2055. Esta demanda objetivo se ha fijado tomando en cuenta los recursos naturales aprovechables del territorio ecuatoriano para la generación eléctrica, asumiendo que se realiza una expansión de la generación renovable solar, eólica, hidráulica y biomasa.

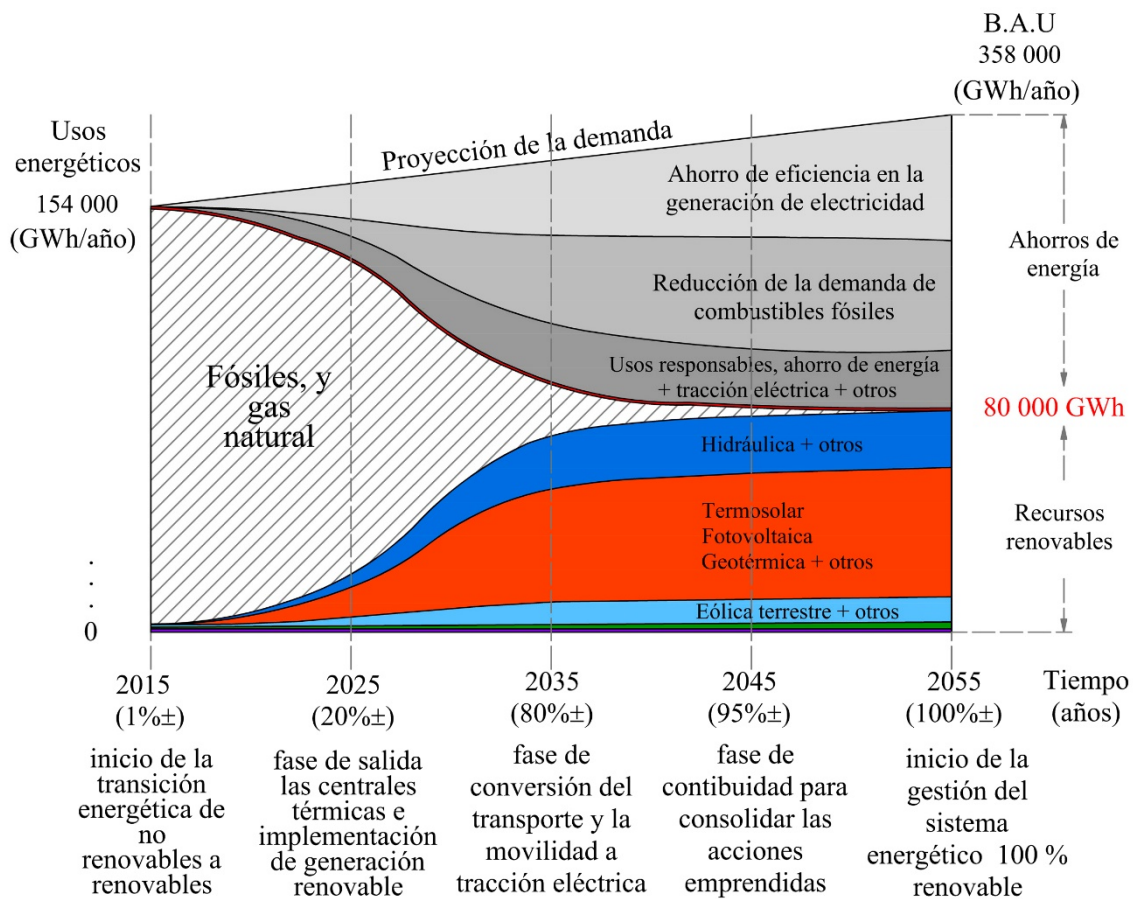


Fig. 4. 3. Transición energética ecuatoriana.

Fuente: Elaboración propia

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) ha determinado que el potencial hídrico aprovechable de Ecuador es de aproximadamente 21 900 MW, de este total disponible apenas se ha explotado el 15 %.

Según el Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica, el recurso solar que recibe la superficie de Ecuador es de 4 245 Wh/m²/día de insolación anual promedio. Los niveles de insolación superiores a 4 000 Wh/m²/día son considerados técnica y económicamente factibles.

Según el Ministro de Electricidad y Energía Renovable de Ecuador, el potencial mínimo eólico es de 884,22 MW de capacidad, en proyectos a corto plazo. Los sitios técnicamente aprovechables con velocidades medias anuales de viento superiores a 7m/s, bajo 3000 msnm y con una distancia menor a 10 km desde las redes de transmisión y carreteras suman una capacidad de 155 MW en Ecuador continental. Por otro lado, según el plan para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos del Ecuador, se tiene un potencial teórico de 6 500 MWe y en estudios de pre factibilidad 400 MWe.

Si se explota todo este potencial aprovechable de energía solar, eólica, hidráulica y geotermia parecería suficiente potencia, pero no es así debido a la época de estiaje, por lo que se consideró razonable asignar una demanda objetivo de 80.0 TWh/año.

En la primera fase de 2015-2025 se inicia la transición con la aplicación de medidas de eficiencia energética y la implementación de tecnologías energéticas (termo-solar, biomasa, mini eólica, techos solares). Se caracteriza la construcción de grandes centrales renovables para compensar la salida de las centrales fósiles. Se realizan procesos de aprendizaje e incentivos para incrementar la popularidad y adopción los sistemas de generación descentralizados a nivel regional y urbano. Se espera que para 2025 todas las nuevas centrales eléctricas funcionen con fuentes de energía renovables.

A nivel residencial y comercial todos los dispositivos y las máquinas serán alimentados por electricidad (calefacción, secado y cocción de alimentos). Esto es factible debido a que las versiones de todos estos productos ya están disponibles y se pueden utilizar sin ninguna adaptación. Al final del periodo la demanda global se podría situar en: 130.0 TWh/año, y la demanda de combustibles fósiles y gas natural se situaría en 110 TWh/año.

La segunda fase 2025 – 2035 se caracteriza por la implementación masiva de sistemas renovables de energía descentralizados (techos solares, mini-eólica, sistemas de almacenamiento y gestión virtual de la energía, gestión de la demanda y vehículos eléctricos). Al final del periodo la demanda global se podría situar en: 130.0 TWh/año, y la demanda de combustibles fósiles y gas natural se situaría en 20 TWh/año.

La expansión de energías renovables con fuentes variables requiere considerar tecnologías para asegurar la estabilidad de la red, por lo que es necesario planificar junto con la expansión la implementación de sistemas de almacenamiento que permitan gestionar la energía e impulsar la autonomía energética de las ciudades. La producción de hidrógeno electrolítico podría ser un medio de almacenamiento de energía para compensar la inestabilidad y la imprevisibilidad de las energías renovables (Pelaez-Samaniego et al. 2014).

En el ámbito del transporte, para el 2035 todos los autobuses, camiones y autos livianos estarán electrificados o utilizarán hidrógeno electrolítico. Esto demandará cambios en la infraestructura de suministro de energía. Sin embargo, si todos los vehículos de transporte pueden funcionar con baterías (eléctricas y/o hidrógeno) esto simplificaría la conversión porque los puntos de suministro y recarga estarían en todas partes en forma de electrolineras, por lo tanto, esto puede tomar de 10 a

15 años para que los fabricantes puedan reacondicionarse completamente y que haya suficiente infraestructura de suministro de energía de respaldo.

En esta fase también se toma en cuenta el transporte marítimo y aéreo. Todos los buques nuevos estarán electrificados y/o utilizan hidrógeno electrolítico, y todas las nuevas operaciones portuarias estarán electrificadas. Es necesario plantear nuevas políticas para incentivar la jubilación anticipada de buques. Todos los nuevos aviones funcionarán con hidrógeno criogénico electrolítico, pero necesitarán cambiar su diseño y fabricación. Además, los aeropuertos deberán ser diseñados para una nueva forma de operación. Todos estos factores limitan la rapidez de la transición y posiblemente esta parte del ámbito del transporte necesitará más tiempo.

La tercera fase 2035 – 2045 es la fase de consolidación de las acciones emprendidas, se integra al sistema a los nuevos usuarios, los sistemas restantes de movilidad se convierten a tracción eléctrica y se mantienen los programas de pedagogía en eficiencia energética y ahorro. Al final del periodo la demanda global se podría situar en: 85.0 TWh/año, y la demanda de combustibles fósiles y gas natural se situaría en 4 TWh/año.

En la cuarta fase 2045 – 2055 se muestra la proyección de la demanda energética por fuente, escenario BAU (358 000 GWh), y la demanda objetivo estimada (80 000 GWh) con una infraestructura energética 100% renovable (cero combustibles fósiles o gas natural). En 2055 se inicia la gestión de un sistema 100% renovable y ésta deberá estar apoyada por un sistema de medición y adquisición de datos en tiempo real a nivel agregado (alimentadores de las subestaciones) y desagregado (a nivel de usuario). Además de integrar la gestión de los sistemas de almacenamiento para optimizar la generación renovable.

Durante la transición, se necesitarán combustibles convencionales junto con las tecnologías renovables existentes para producir la infraestructura renovable restante. Además, el uso de tales combustibles da como resultado las respectivas emisiones de carbono en el ciclo de vida. Se deja en evidencia la importancia de la eficiencia energética, la integración de energías renovables para reducir la demanda de los combustibles fósiles, la pedagogía en buenos usos de la energía y la conversión del transporte y la movilidad a tracción eléctrica.

En futuras investigaciones se puede plantear la integración del hidrógeno como combustible de sustitución en la fase de conversión del transporte. La información y bases de datos del sistema eléctrico ecuatoriano se obtuvieron de los planes de expansión de generación y transmisión vigentes del Periodo 2009–2020 y del Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables.

4.1.4 El sector eléctrico ecuatoriano y su estructura institucional

En la última década, en el Ecuador continental empezó a explotarse el potencial eólico y solar por la necesidad de diversificar la matriz energética y aumentar la capacidad del sistema. La generación eólica comenzó a implementarse en 2012 con la construcción de la Central Eólica Villonaco. Este se constituyó en el primer proyecto eólico a gran escala ubicado en la provincia de Loja, al sur del Ecuador (Robalino-López et al. 2014).

Desde entonces el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables INER desarrolló una metodología macro para determinar la mejor ubicación de plantas eólicas en el Ecuador, y demuestra que la región andina de Ecuador tiene un potencial importante para la generación eólica (Villacreses et al. 2017). También se han realizado estudios para determinar la curva de potencia de la Central Eólica Villonaco aplicando el modelo *binning* para mejorar la operación y planificación de la capacidad de almacenamiento (Hernandez, Méndez, et al. 2016).

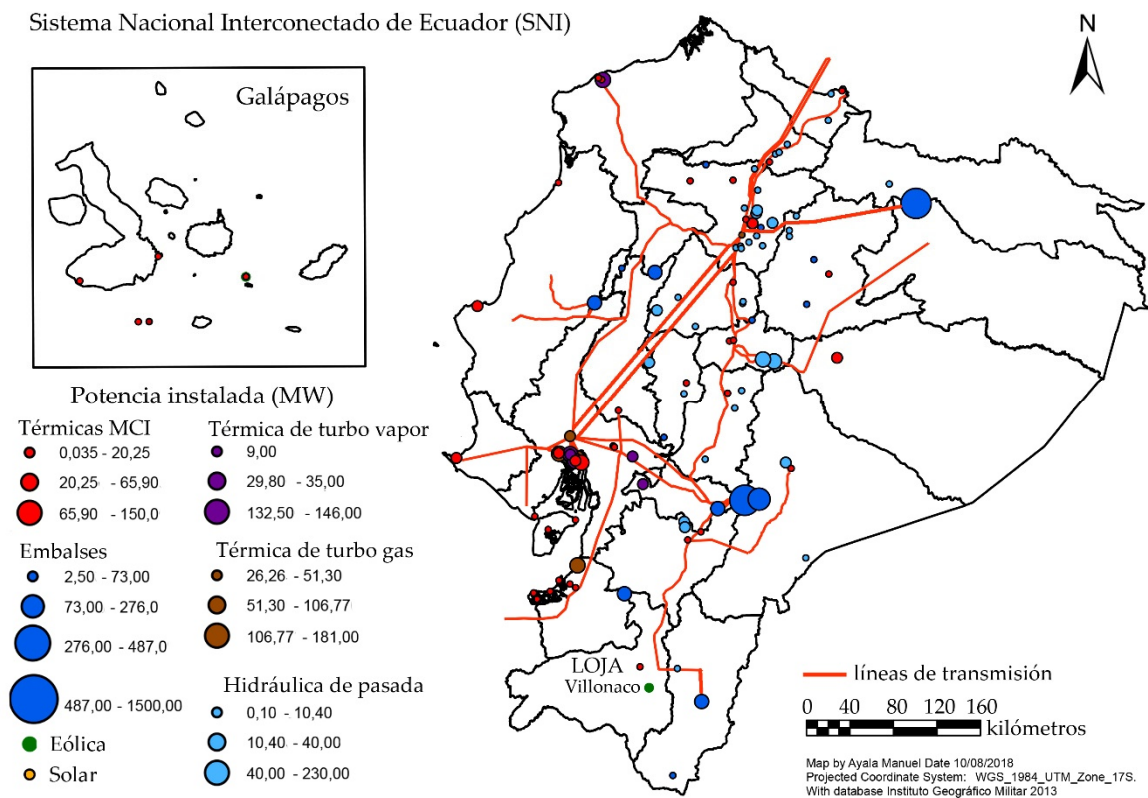


Fig. 4. 4. Sistema Nacional Interconectado
Fuente: elaboración propia base a datos del IGM

En la Fig. 4. 4 se muestra la red eléctrica que suministra energía a la provincia de Loja. Se caracteriza por ser un ramal radial al final del Sistema Nacional Interconectado, por lo que la ciudad fácilmente puede quedarse aislada sin suministro de energía. La Central Eólica Villonaco es un

proyecto estratégico, porque permite vertebrar el territorio y diversificar la matriz. Además, es un escenario ideal para estudiar un nuevo modelo de gestión de la energía más descentralizado.

La central eólica a más del impacto energético en la matriz del país, también genera un impacto social al generar investigación, turismo y puestos de trabajo local. En esta investigación se pretende utilizar esta parte de la infraestructura del Sistema Nacional Interconectado para realizar mediciones de los usos y la generación para determinar sus relaciones. Estas relaciones pueden servir de apoyo a las instituciones públicas para definir futuras inversiones o formas de gestión de la energía.

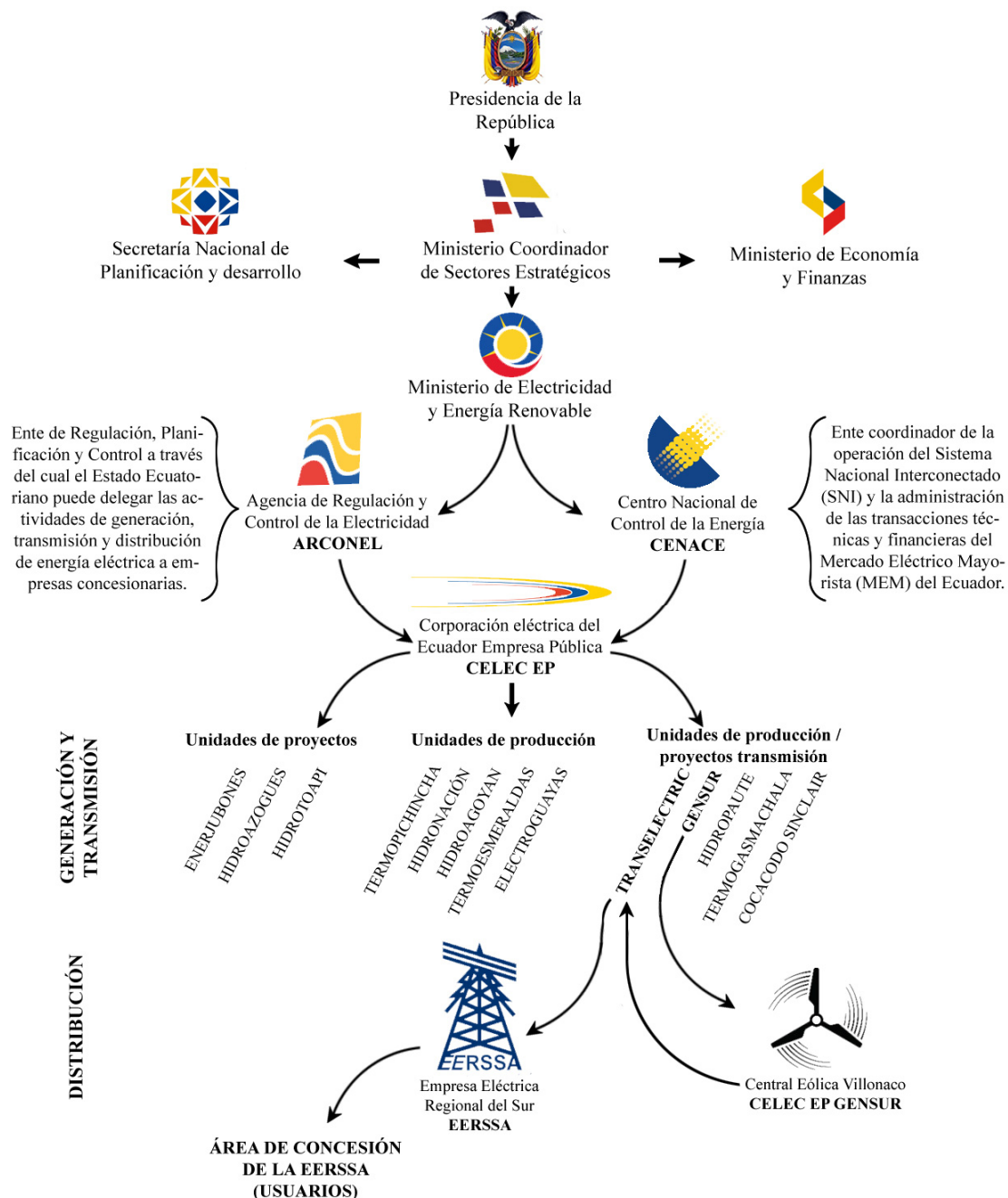


Fig. 4. 5. Estructura institucional del Sector Eléctrico Ecuatoriano

Fuente: elaboración propia en base a CELEC EP

En la Fig. 4. 5 se muestra la estructura institucional del sector eléctrico ecuatoriano. La Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública CELEC EP es la encargada de la generación y transmisión en el Sistema Nacional Interconectado. GENSUR es una unidad de producción de CELEC EP encargada de la generación de la Central Eólica Villonaco, TRANSELECTRIC es la empresa encargada de la transmisión dentro del Sistema Nacional Interconectado, y la Empresa Eléctrica Regional del Sur Sociedad Anónima (EERSSA), distribuye la energía a las provincias de Loja, Zamora y Morona Santiago.

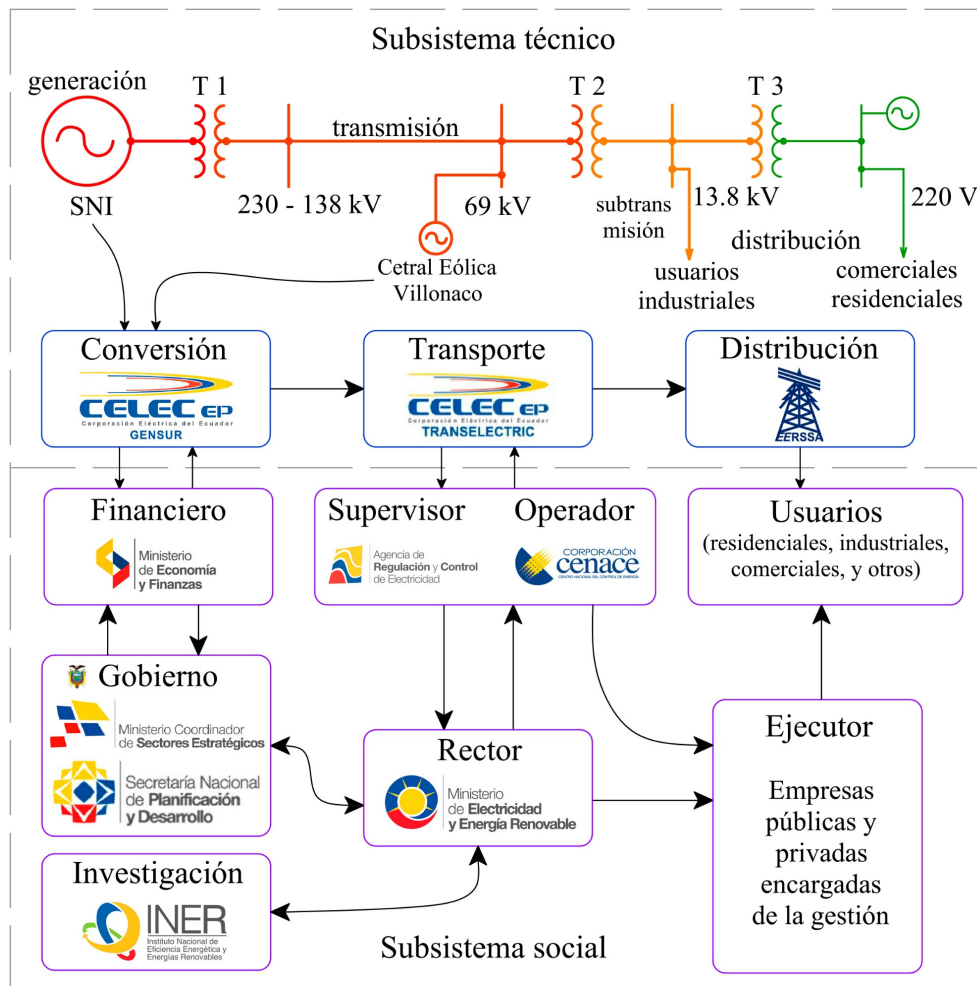


Fig. 4. 6. Sistema socio técnico de la distribución de energía

Fuente: elaboración propia

En la Fig. 4. 6 se representa el sistema socio técnico de la distribución de energía de la provincia de Loja. El Ministerio de Electricidad de Energía Renovable (MEER) hace de Rector del sistema eléctrico ecuatoriano, formula políticas de eficiencia energética, garantiza la cobertura del servicio de electricidad, e investiga y desarrolla la energía renovable a través del Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energía Renovable (INER). La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) hace de supervisor y la corporación Centro Nacional de Control de la

Energía (CENACE) hace de Operador y administrador de las transacciones en el mercado eléctrico mayorista del Ecuador. El gobierno central del Ecuador coordina y planifica a través del Ministerio Coordinador y la Secretaría de Planificación respectivamente, y da financiamiento de los proyectos a través del Ministerio de Economía y Finanzas.

El instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables INER coordina la investigación con las Universidades Públicas y Privadas. Es una pieza clave del sistema energético ecuatoriano porque contribuye a la toma de decisiones orientadas al cambio de la matriz productiva, la diversificación de la matriz energética y la mitigación del cambio climático.

4.1.5 Definición y condiciones de contorno de la zona de estudio

En el caso de estudio se tiene como objetivo determinar la relación entre la generación eléctrica de la Central Eólica Villonaco y los usos eléctricos de la ciudad de Loja, Ecuador. En las zonas urbanas es donde se concentra la mayor parte de los consumidores, por lo que, se ha delimitado las mediciones de los usos eléctricos al límite urbano. Se considera oferta de proximidad a todas las generadoras que se encuentran a menos de 20 Km del límite urbano, dentro de este límite se encuentra la Central Eólica Villonaco de 16.5MW.

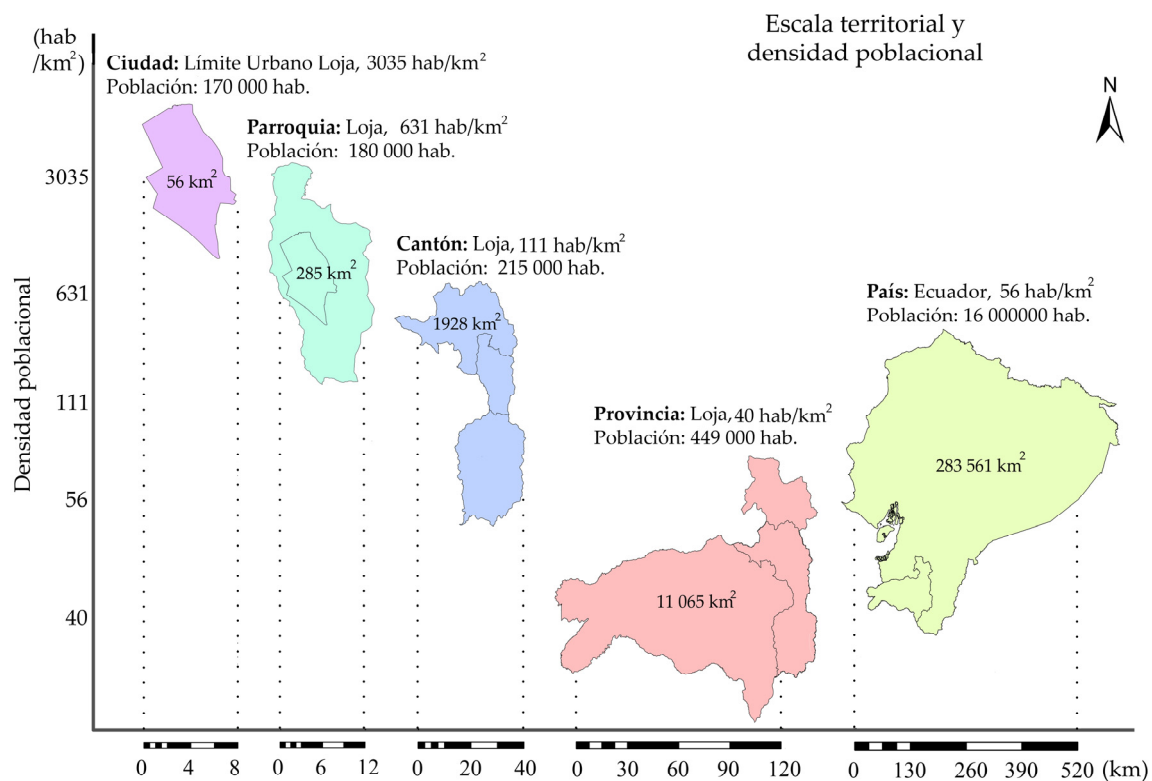


Fig. 4. 7. Escala territorial y densidad poblacional.

Fuente: elaboración propia en base a datos del IGM

En la Fig. 4. 7 se representa la escala territorial y la densidad poblacional. Se representa desde el Ecuador continental hasta el límite urbano de la ciudad del Loja. La zona urbana de Loja tiene aproximadamente 56 km² y su densidad poblacional es de 3 035 hab/km², esta alta densidad poblacional es directamente proporcional a la densidad de usos eléctricos por km², por lo tanto, uno de los grandes retos de los sistemas energéticos es lograr que una alta densidad de generación renovable por km² suministre suficiente energía para cubrir una alta densidad de usos energéticos por km² de manera que se equilibre el sistema.

La obtención de energía eléctrica de proximidad se analiza a escala cantonal, por lo que, la Central Eólica Villonaco constituye el único sistema de generación de proximidad que abastece de energía eléctrica a la zona urbana de Loja. Esta cercanía entre la central de generación y los usos eléctricos de la zona es conveniente porque se reducen las pérdidas que se producen por el transporte de la energía.

4.1.6 Infraestructura eléctrica de la zona de estudio.

La infraestructura eléctrica se analizó procesando información histórica de los procesos de antropización y electrificación de la zona urbana de Loja, desde 1950 hasta 2017. Se relacionó el proceso de antropización del territorio con el proceso de electrificación (Anexo C 1 a Anexo C 6), y se determinó las fases de crecimiento de la red eléctrica (Fig. 4. 8).

Para describir la evolución de la infraestructura urbana y su previsión a largo plazo se aplicó la función logística (Kucharavy & De Guio 2011). Según los datos procesados de antropización y electrificación, la infraestructura urbana de Loja está en la fase de aceleración (Fig. 4. 9 (a)) y se predice que en 2060 estará urbanizado más del 90% de la zona urbanizable (Fig. 4. 9 (b)), por lo tanto, el sistema eléctrico se expandirá en un 30%.

El proceso de urbanización está relacionado directamente con la expansión de la infraestructura eléctrica y el crecimiento de la demanda de energía (Montgomery 2017). Del 100% del área urbanizable de Loja, solamente un 60% está habitado, por lo tanto, un 40% del área urbanizable está libre y disponible para la expansión de la infraestructura urbana (redes de agua, electricidad, alcantarillado, comunicaciones, etc.). En la Fig. 4. 10 se muestra la antropización de la ciudad de Loja, junto con la red eléctrica. Además, se incluye el área urbanizable que está libre.

La infraestructura eléctrica de la ciudad de Loja cubre 60% del área urbanizable. Esta infraestructura eléctrica consta de cuatro subestaciones de distribución (Norte, Sur, Obrapia y San Cayetano) y dos subestaciones de transmisión (Villonaco, Loja). En la Fig. 4. 11 se representa el área de cobertura de cada subestación con sus circuitos de distribución en baja tensión. Además,

afuera del límite urbano se representan los aerogeneradores de la Central Eólica Villonaco y la subestación Villonaco.

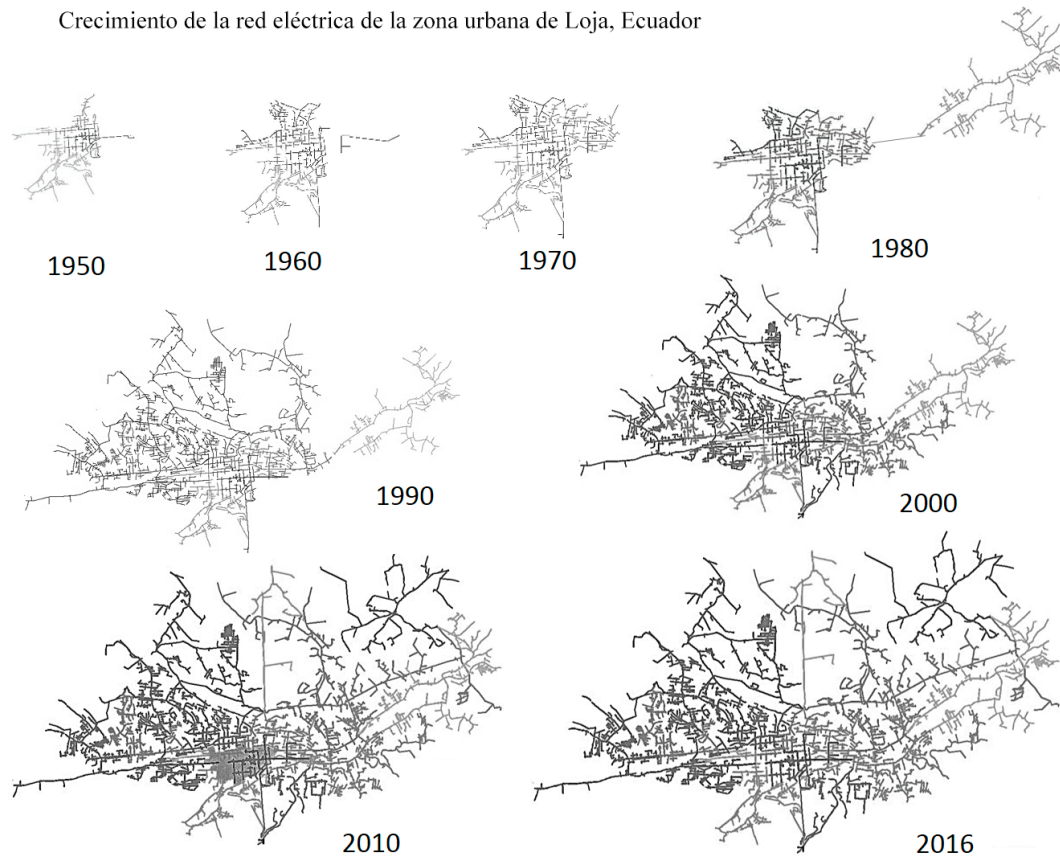


Fig. 4. 8. Crecimiento de la infraestructura eléctrica de la zona urbana de Loja.

Fuente: elaboración propia en base a datos del IGM

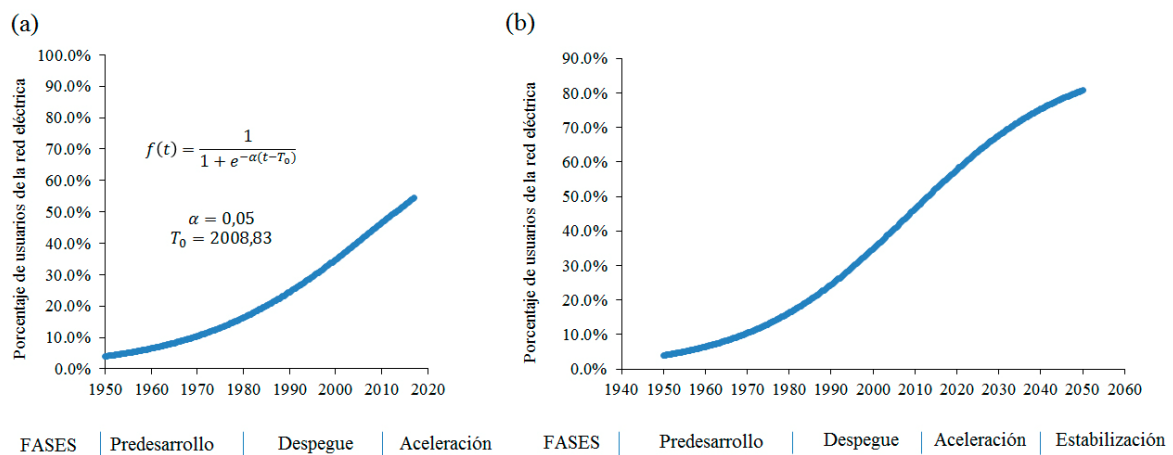


Fig. 4. 9. Estado actual (a) y predicción (b) del crecimiento de la infraestructura eléctrica.

Fuente: elaboración propia en base a datos del IGM

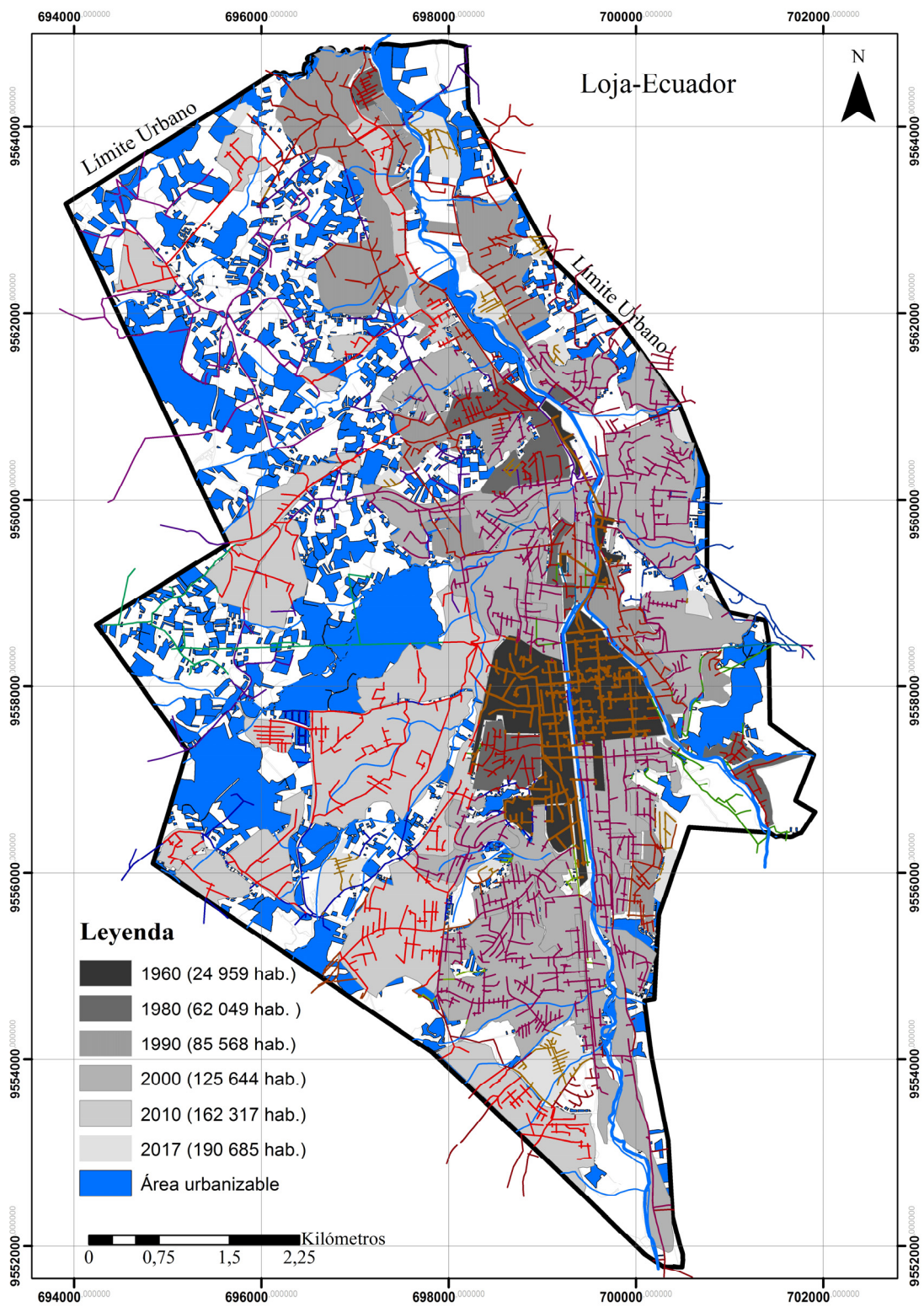


Fig. 4. 10. Antropización y área urbanizable de la zona urbana de Loja.

Fuente: elaboración propia en base a datos del IGM

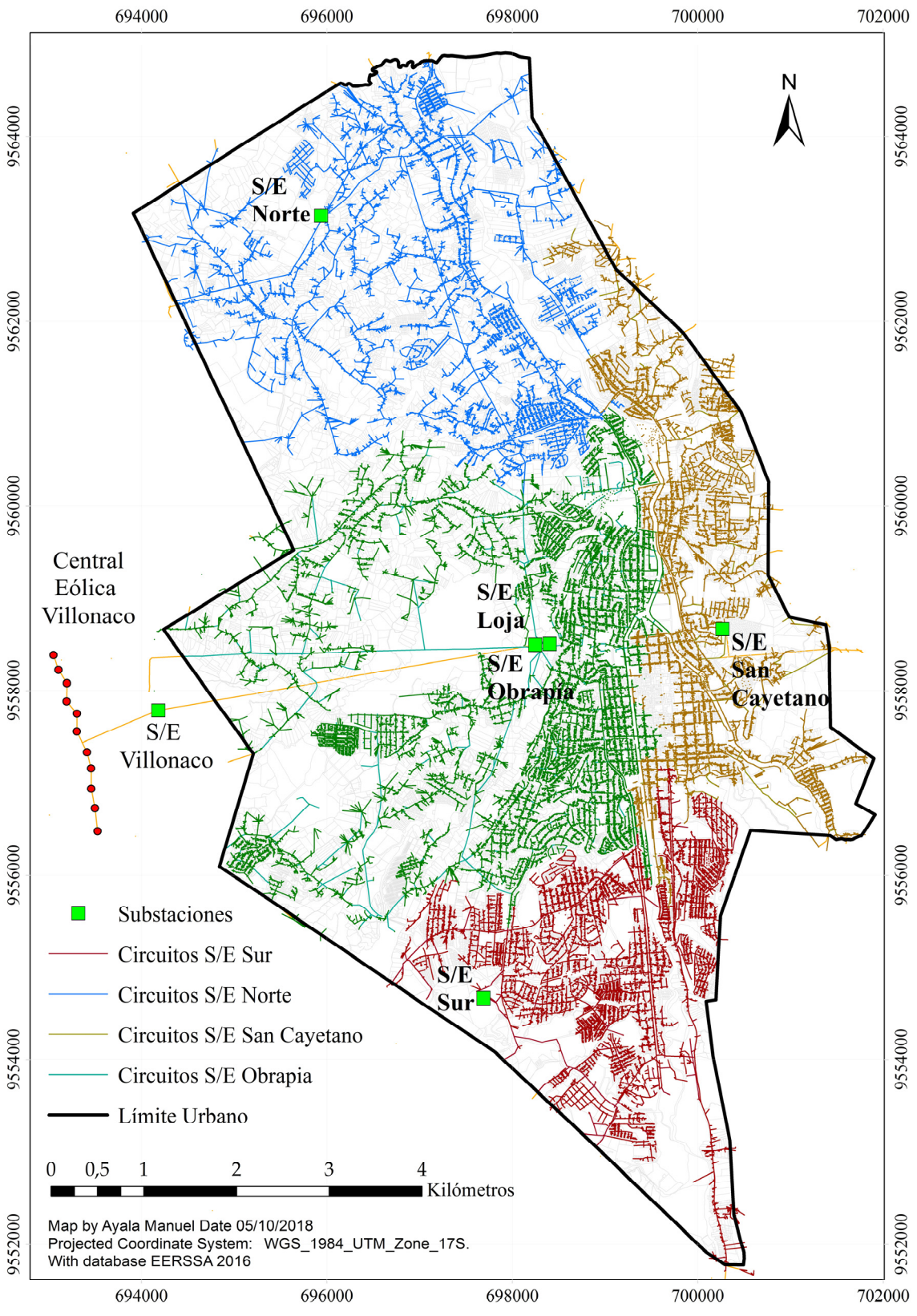


Fig. 4. 11. Sistema de distribución de la zona urbana de Loja
 Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GENSUR

La Central Eólica Villonaco está ubicada aproximadamente a 6 km del centro de la ciudad de Loja. Está compuesta por 11 aerogeneradores modelo GW70/1500 equipados con la tecnología “direct drive” (1,5 MW de potencia cada uno), por lo tanto, cuenta con una potencia instalada de 16.5MW y la producción garantizada por la empresa constructora es de 60GWh, que se corresponde a un Factor de Planta de aproximadamente 40%. Cada aerogenerador está equipado con un transformador tipo padmount que eleva la tensión de 690 V a 35 kV, posteriormente en la subestación Villonaco se eleva la tensión de 35 kV a 69 kV.

Según la regulación del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC (actualmente ARCONEL) No - 003/08 y No - 04/01, se establece que la tensión nominal para la conexión será de 69 kV con una frecuencia nominal de 60Hz. Por lo tanto, la energía producida por la Central Eólica se suministrará al SNI a través de una línea de transmisión secundaria de 69kV desde la ubicación del proyecto hasta la subestación Loja del SNI.

El sistema eléctrico de potencia (SEP) de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA) recibe la potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de la subestación Loja, ubicada en el sector Obrapía, en donde por medio de líneas de subtransmisión a 69 kV se realiza la distribución a las subestaciones Obrapía, San Cayetano, Sur y Norte ubicadas en la zona urbana de Loja.

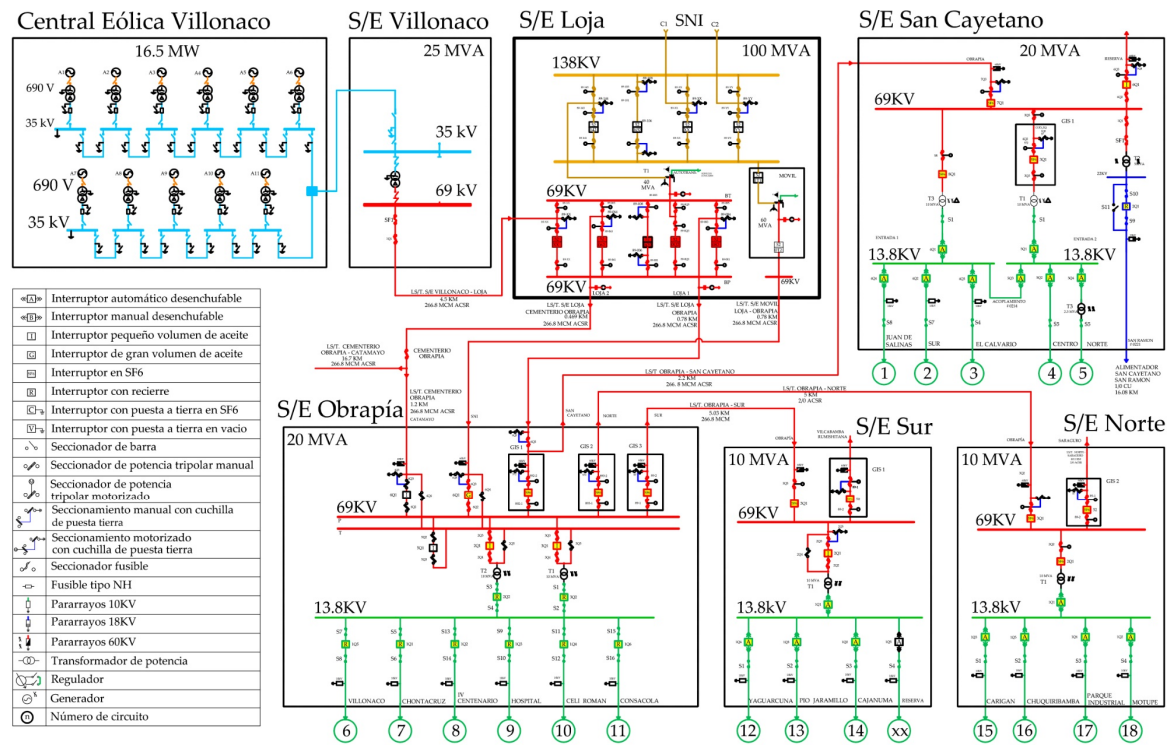


Fig. 4. 12. Alimentadores de la zona urbana de Loja.

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GENSUR

En la Fig. 4. 12 se representa un esquema unifilar del sistema eléctrico de la zona de estudio. Se incluyen los 18 alimentadores que salen de las subestaciones a 13.8 KV para suministrar energía a la ciudad por medio de transformadores de distribución que reducen la tensión de 13.8 KV a 220V. Además, se incluye el detalle de la Central Eólica Villonaco. Los aerogeneradores se interconectan en dos colectores: un grupo de 5 y otro grupo de 6 aerogeneradores, y al final cada grupo colector se interconectan en un grupo. En la S/E Villonaco se eleva el voltaje de 35 kV a 69 kV mediante un transformador de potencia de 25 MVA y la energía es entregada al SNI.

Subestación (69/13.8 KV)	Número de Alimentadores	Transformadores (13.8 kV/220 V- 13.8 kV/240 V)	Capacidad Instalada (kVA)
Norte	4	495	13 804.0
Sur	3	632	17 959.0
Obrapia	6	948	29 750.0
San Cayetano	5	701	31 093.5
TOTAL	18	2776	92 606.5

Tabla 4. 2. Inventario eléctrico de la zona urbana de Loja, Ecuador.

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA

En la Tabla 4. 2, se muestra un resumen general del inventario de la infraestructura eléctrica, y se incluye la capacidad instalada total (92 606.5 kVA) de las cuatro subestaciones que alimentan a la zona urbana de la ciudad de Loja, Ecuador.

4.2 Caracterización de la generación eólica de la Central Villonaco

4.2.1 Medición del recurso eólico

Durante el proceso de planificación de un parque eólico es necesario evaluar los recursos eólicos para determinar el potencial del sitio. Este es un paso crucial, ya que responde a la pregunta de si el futuro parque eólico será económicamente viable (Landberg et al. 2003). Medir y modelar las condiciones medioambientales y el recurso eólico son los primeros pasos de este proceso. Si se conoce el recurso eólico es posible realizar un diseño óptimo del parque eólico en términos de número y emplazamiento de las turbinas (Göçmen et al. 2016).

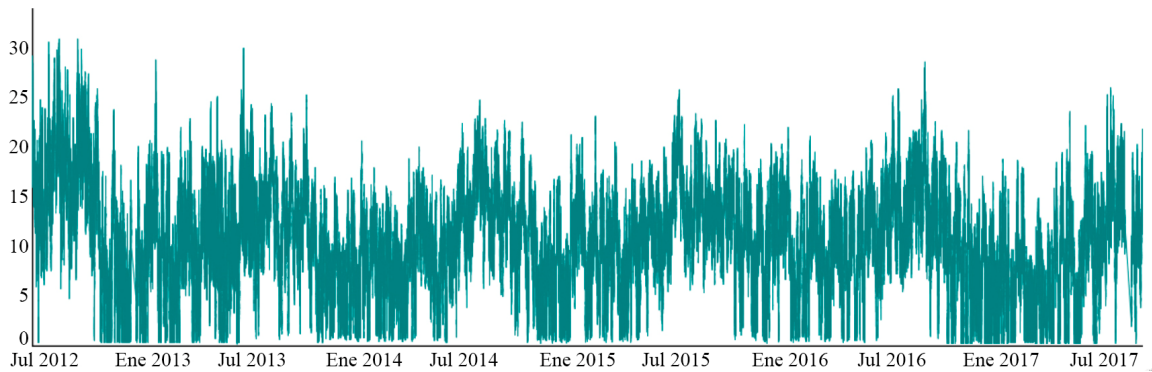


Fig. 4. 13. Velocidad del viento Villonaco.

Fuente: elaboración propia en base a datos de CELEC-EP GENSUR

En la Fig. 4. 13, se muestra la velocidad del viento de la zona de estudio, desde julio de 2012 hasta julio de 2017. La adquisición de datos se realizó en intervalos de 15 minutos y cumplen la norma IEC 61400-12-1. En el periodo de estudio se han recolectado suficientes datos que permiten crear una serie temporal para determinar las tendencias interanuales y estacionales. Los datos meteorológicos se corresponden a una torre de 80 metros de altura, ubicada a la misma altura del eje de los aerogeneradores.

Se establece que existe una estacionalidad que se ve marcada por vientos fuertes en los meses de julio, agosto y septiembre. A pesar de que Loja está ubicada en el ecuador equinoccial, existe una estacionalidad que influye en los microclimas de los páramos. Se crean diferenciales de temperatura que mueven masas de aire y que, por la situación topográfica de las montañas del sector, se conducen predominante en una dirección, creando áreas del territorio con alta densidad de energía. Los indígenas del sector lo llaman Huayrapungo (palabra quichua que significa puerta del viento). En la Fig. 4. 14, se muestra la distribución de frecuencias del viento y la rosa de los vientos. La dirección dominante del viento es de 90° hacia el Este.

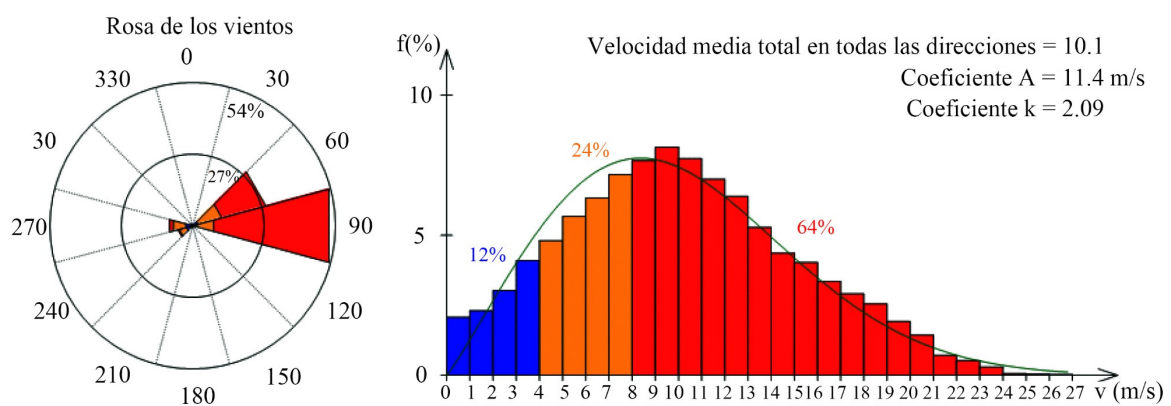


Fig. 4. 14. Rosa de los vientos del cerro Villonaco.

Fuente: elaboración propia en base a datos de CELEC-EP GENSUR

4.2.2 Estimación de la generación eólica con dinámica de fluidos computacional

La Central Eólica Villonaco está ubicada en terreno complejo, por lo que la evaluación del recurso eólico es una tarea más exigente que la evaluación del recurso en terreno plano. Modelar las condiciones del viento con modelos lineales estándar no reproducen adecuadamente las condiciones del viento en terrenos complejos (Carvalho et al. 2013). Incluso las mediciones tomadas directamente en el sitio con un anemómetro no necesariamente entregan los resultados necesarios para calcular la producción porque la extrapolación de la velocidad del viento a la altura del buje es imprecisa. En la actualidad se utilizan metodologías como la dinámica de fluidos computacional (*Computational Fluid Dynamics*, CFD) para analizar los recursos eólicos en terrenos complejos (Palma et al. 2008).

Se utilizó el software Meteodyn WT para resolver las ecuaciones de conservación promediadas de masa y momento, ecuaciones de Navier-Stokes (Moorthy & Deshmukh 2016). Esta herramienta informática permite el acceso a los métodos de dinámica de fluidos computacional, que son particularmente adecuados para calcular el flujo del recurso eólico sobre terrenos complejos (Mei 2018).

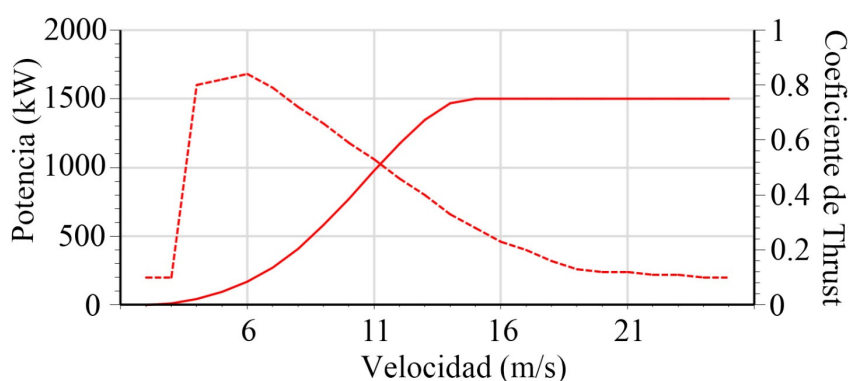


Fig. 4. 15. Curva de potencia de aerogenerador GW 70/1500.

Fuente: Goldwind

Se modela la producción teórica de la Central Eólica Villonaco y se compara con la producción real. Además, se confronta la simulación de la producción de energía predicha en el software Meteodyn WT, que se basa en un modelo de flujo no lineal, con la simulación realizada por la empresa planificadora que utilizó la herramienta informática WAsP, que se basa en un modelo lineal, (Ju et al. 2016).

El rendimiento del aerogenerador GW 70/1500 se determina con la curva de potencia garantizada (Fig. 4. 15). Esta se calcula en condiciones estándar con una intensidad de turbulencia

del 10% y una densidad media del aire de 1.225 kg/m^3 . Normalmente es suministrada por el fabricante y es consistente con la norma IEC 61400-12-1, (Hernandez, López-Presa, et al. 2016).

En algunos casos se considera la velocidad del viento a la altura del buje como representativa sobre toda el área del rotor de la turbina. Este supuesto es cuestionable para grandes aerogeneradores y podría conducir a considerables imprecisiones de estimación de la energía eólica (Manwell et al. 2009). Además, en el cálculo se asume que la superficie de cada álabes está limpia y en buenas condiciones.

El viento varía temporal y espacialmente en la capa superficial, por lo tanto, el flujo entrante será inestable y no uniforme sobre el área del rotor. Además, este efecto se amplifica por la relación cúbica entre la energía eólica y la velocidad del viento, por lo tanto, para modelar el recurso eólico se introducen parámetros como rugosidad, orografía y velocidad del viento con el fin de generar un flujo de viento sobre el terreno complejo. Este análisis proporciona una mejor comprensión del potencial y facilitará la localización óptima de los futuros parques eólicos en terrenos complejos del Ecuador.

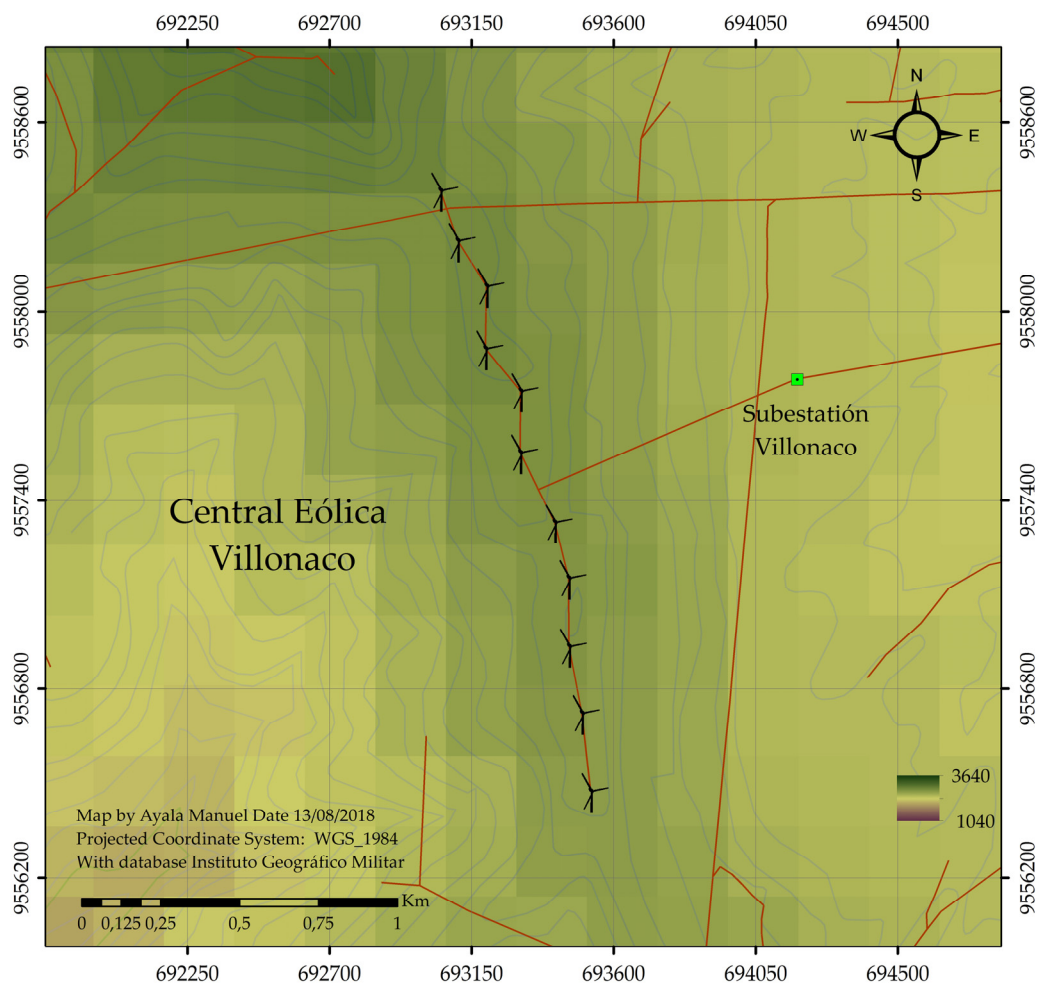


Fig. 4. 16. Mapa de elevación y ubicación de la Central Eólica Villonaco.

Fuente: elaboración propia en base a datos de CELEC-EP GENSUR

En la Fig. 4. 16, se muestra el mapa de elevación de la zona de estudio con la ubicación óptima de los aerogeneradores de la Central Eólica Villonaco. El nivel de elevación de la ciudad es de 2060 m.s.n.m. mientras que la Central está a una altura de 2700 m.s.n.m., en una zona que tiene una alta complejidad orográfica.

Se utilizó el software Meteodyn WT para estimar la energía eólica generada por la Central Eólica Villonaco. Para realizar la simulación fue necesario introducir la siguiente información: los archivos base del terreno (incluyendo datos de contorno, orografía, rugosidad de la superficie), los datos de la observación meteorológica (incluyendo velocidad del viento, dirección del viento, desviación estándar de los datos, densidad), el archivo de coordenadas con la ubicación de las turbinas. En la Fig. 4. 17 se muestran los resultados de la estimación de la producción de la Central Eólica Villonaco.

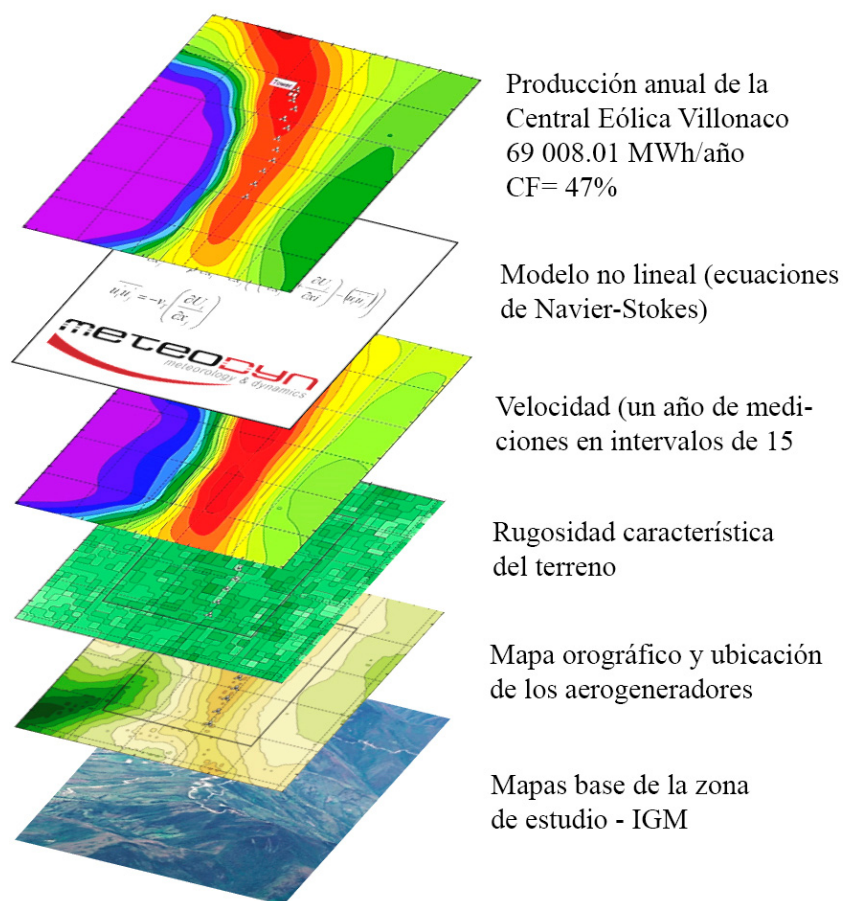


Fig. 4. 17. Estimación de la producción de energía con dinámica de fluidos computacional.
Fuente: elaboración propia en base a datos de CELEC-EP GENSUR

En el primer año de funcionamiento la Central Eólica Villonaco generó más energía que la estimada en los análisis realizados con dinámica de fluidos computacional. Durante el año de estudio, hubo momentos en que el viento no sopla o solo se tiene ráfagas de viento a velocidades

por debajo de la velocidad de arranque de la turbina, o se tiene ráfagas con velocidades que sobrepasan la capacidad de la turbina que hacen que ésta se detenga. Obviamente, los sistemas eólicos no producen energía durante todas las 8760 horas en un año. Incluso cuando un sistema de vientos hace producir energía, no siempre lo hacen a su potencia nominal completa.

En la simulación del recurso eólico se utilizó la densidad del aire corregida para 2700 m.s.n.m. de 0.923 Kg/m^3 . Los resultados de la estimación de la producción anual de la Central Eólica Villonaco utilizando Meteodyn WT es de 69.0 GWh/año, con un factor de capacidad del 47%, que coincide estrechamente con la producción medida durante el primer año de operación de la Central Eólica Villonaco (74.2 GWh/año correspondiente al periodo mayo 2013 – abril 2014).

4.2.3 Medición de generación del parque eólico Villonaco

La generación de la Central Eólica Villonaco, se realizó con datos obtenidos del SCADA de la subestación Villonaco, estos fueron entregados por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP GEN SUR), bajo un acuerdo de confidencialidad denominado CELEC EP, por lo tanto, la base de datos original no será pública.

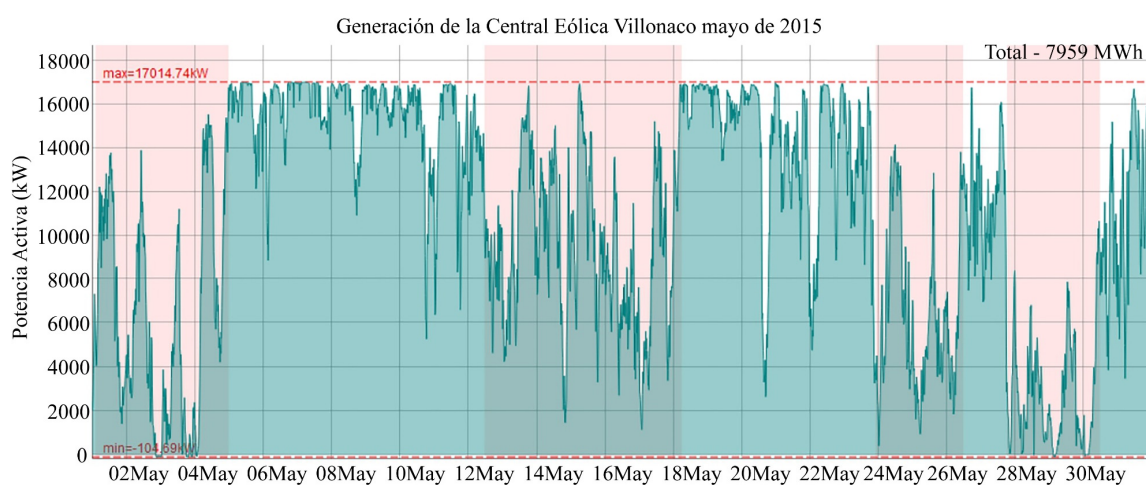


Fig. 4. 18. Generación de la Central Eólica Villonaco en el mes de mayo de 2015.

Fuente: elaboración propia en base a datos de CELEC-EP GENSUR

En la Fig. 4. 18, se muestra la generación del mes de mayo de 2015. Se determina una generación de energía de 7 959 MWh, la potencia activa máxima 17 014.74 kW y la potencia activa mínima - 104.69 kW (el signo negativo representa al consumo interno de la central cuando no hay generación) a la que opera la central eólica, y se remarcan con bandas los intervalos en los que se producen vacíos de generación.

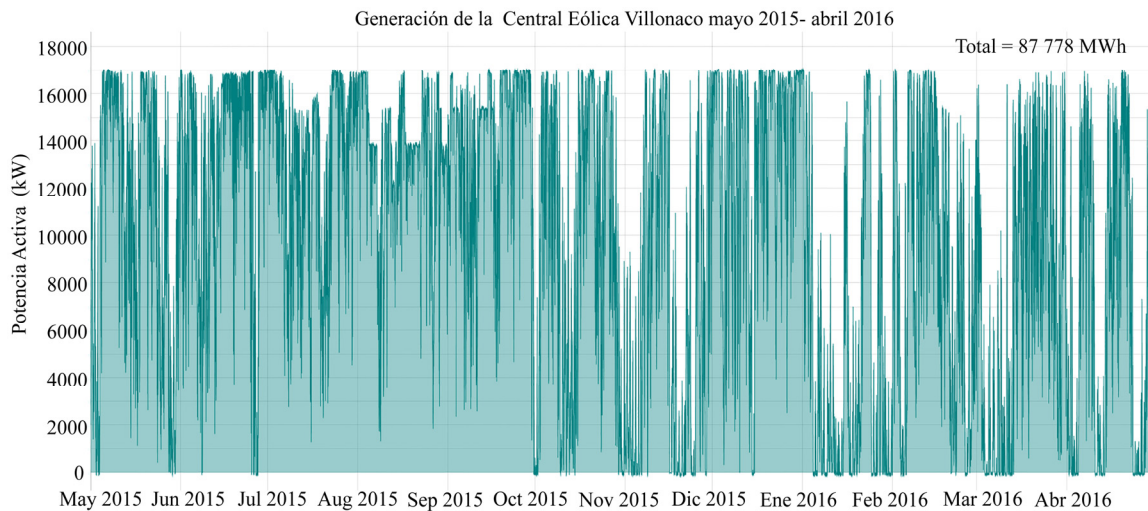


Fig. 4. 19. Generación de la Central Eólica Villonaco (mayo 2015 – abril 2016).

Fuente: elaboración propia en base a datos de CELEC-EP GENSUR

En la Fig. 4. 19 se muestra la generación de la Central Eólica Villonaco con datos que se corresponden al periodo de análisis mayo 2015 – abril 2016. Este periodo fue el tercer año de operación de la Central y la generación fue de 87 778 MWh. Los intervalos con vacíos de generación, especialmente en los meses de enero, febrero, marzo y abril, se producen debido a la intermitencia y baja disponibilidad del recurso eólico. Estas son las limitaciones naturales que presentan los sistemas renovables de energía y a su vez son retos a los que se tiene que enfrentar la nueva gestión de la energía. La combinación adecuada de los dispositivos de generación, almacenamiento y los buenos usos permitirán optimizar la generación y cubrir en parte los escenarios de baja disponibilidad de recursos.

Según el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) de los Estados Unidos (NREL 2016), el Factor de Planta de las centrales eólicas *Onshore* en 2015 está dentro de los siguientes valores: Mínimo: 24 %; Mediana: 40.35 %; Máximo: 50.6%, por lo que, se puede concluir que la Central Eólica Villonaco en su tercer año de operación (periodo mayo 2015 – abril 2016) tiene uno de los factores de planta más altos del mundo al alcanzar un valor del 60.7%. Esto representa un 20.7% más que el Factor de Planta garantizado por la empresa constructora.

4.2.4 Comparación de la producción anual Villonaco, Meteodyn y WAsP

La comparación entre la producción anual real de la Central Eólica Villonaco y las estimaciones realizadas con los softwares Meteodyn WT y WAsP se realizaron con datos del primer año de operación que se corresponden al periodo mayo 2013 – abril 2014. En la Tabla 4. 3 se presentan los valores reales de generación de la Central Eólica Villonaco y se incluyen los resultados de las simulaciones realizadas en Meteodyn WT.

Aero- generador	Producción anual real (MWh/año)	Horas equivalentes reales	Producción anual con Meteodyn (MWh/año)
WT1	6 465,37	4 310,25	6 618,00
WT2	7 343,88	4 895,92	6 666,00
WT3	7 380,68	4 920,45	6 552,00
WT4	7 353,98	4 902,66	6 433,00
WT5	7 194,01	4 796,01	6 413,00
WT6	7 057,51	4 705,00	6 177,00
WT7	6 795,86	4 530,58	6 056,00
WT8	6 625,01	4 416,67	5 932,00
WT9	6 333,20	4 222,13	6 128,00
WT10	6 057,83	4 038,55	6 200,00
WT11	5 597,34	3 731,56	5 833,00
TOTAL	74 204	49 469	69 008

Tabla 4. 3. Producción anual real y simulada con Meteodyn.

Fuente: elaboración propia en base a datos de CELEC-EP GENSUR

La producción de energía anual real es de 74 204 MWh/año, la simulada en Meteodyn WT es 69 008 MWh/año, 7% menor. Meteodyn es una herramienta interesante para comprobar la producción de parques eólicos en funcionamiento, no obstante, es necesario realizar más investigaciones para comprobar la producción en períodos más cortos (mensuales y diarios) y los efectos de la estabilidad atmosférica en la producción de los aerogeneradores.

Producción	Villonaco (MWh/año)	Meteodyn (MWh/año)	WAsP (MWh/año)
TOTAL	74 204	69 008	67 851

Tabla 4. 4. Producción real y estimaciones de Meteodyn y WAsP.

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 4. 4 se muestra la producción real de la Central Eólica Villonaco, la estimación de Meteodyn WT y se incluye la estimación realizada en WAsP, con lo cual, se puede concluir que ambos softwares subestiman la velocidad del viento, pero usando Meteodyn WT la velocidad del viento simulada es aproximadamente 2% más ajustada a la velocidad real medida en torres.

Porcentaje	Meteodyn (%)	WAsP (%)
Total	7.00	8.86
Max	12.47	17.6
Min	3.24	3.71

Tabla 4. 5. Disminución relativa de la producción respecto a la producción real.

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 4. 5 se muestra la disminución relativa de la producción respecto de la producción real a la simulada en los softwares. El porcentaje total significa la proporción de disminución de la producción simulada respecto de la producción real incluyendo todas las turbinas. Los valores máximo y mínimo son los resultados obtenidos para turbinas singulares. Se puede concluir que Meteodyn WT y WAsP subestiman la producción de energía anual del Parque Eólico Villonaco en un 7% y 8.86% respectivamente. En cada turbina la producción estimada es similar a la real, sin embargo, en WAsP existe una turbina con un diferencial elevado de 17.6% en su límite máximo.

En el primer año de operación la producción de la Central Eólica Villonaco fue de 74 204 MWh/año, con datos del periodo mayo 2013 – abril 2014. En el segundo y tercer año la generación fue mayor en un 15%. Esta diferencia se debió a ajustes en la operación del sistema. Por lo tanto, para realizar la comparación entre los datos de generación de la Central Eólica Villonaco y los usos eléctricos de la zona urbana de Loja, se tomarán como referencia los datos de generación del tercer año de operación que se corresponden al periodo mayo 2015 – abril 2016.

4.3 Caracterización de los usos eléctricos de la zona urbana

Las mediciones de los usos eléctricos de la zona urbana de Loja se realizaron de manera agregada a nivel de subestaciones y desagregada a nivel de usuario. Las mediciones agregadas se realizaron en los alimentadores de las subestaciones, mientras que las mediciones desagregadas se realizaron directamente en el medidor de energía de cada usuario.

4.3.1 Usos eléctricos agregados a nivel de subestaciones

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. dispone de un sistema SCADA con un centro de control que integra los datos (parámetros eléctricos) de las subestaciones que están dentro de su área de concesión. Para analizar los usos eléctricos de la zona urbana de Loja, se procesaron los datos de 4 subestaciones (Obrapía, San Cayetano, Sur y Norte) y 18 alimentadores que distribuyen la energía eléctrica a la zona de estudio.

En la Fig. 4. 20, se muestran los usos eléctricos agregados de la zona urbana, incluido el alumbrado público del mes de mayo de 2015. En este mes se consumió un total de 13 014 MWh de energía eléctrica y la potencia activa máxima fue de 27 255 kW. Se resaltan con una banda los fines de semana (sábado y domingo) que se caracterizan porque los usos eléctricos disminuyen. La máxima potencia activa demandada (27 669 kW), fue registrada el jueves 14 de mayo de 2015 a las 19:20:00, y el día domingo 24 de mayo de 2015 a las 06:30:00 se registró la mínima potencia activa demandada (10 788.41 kW).

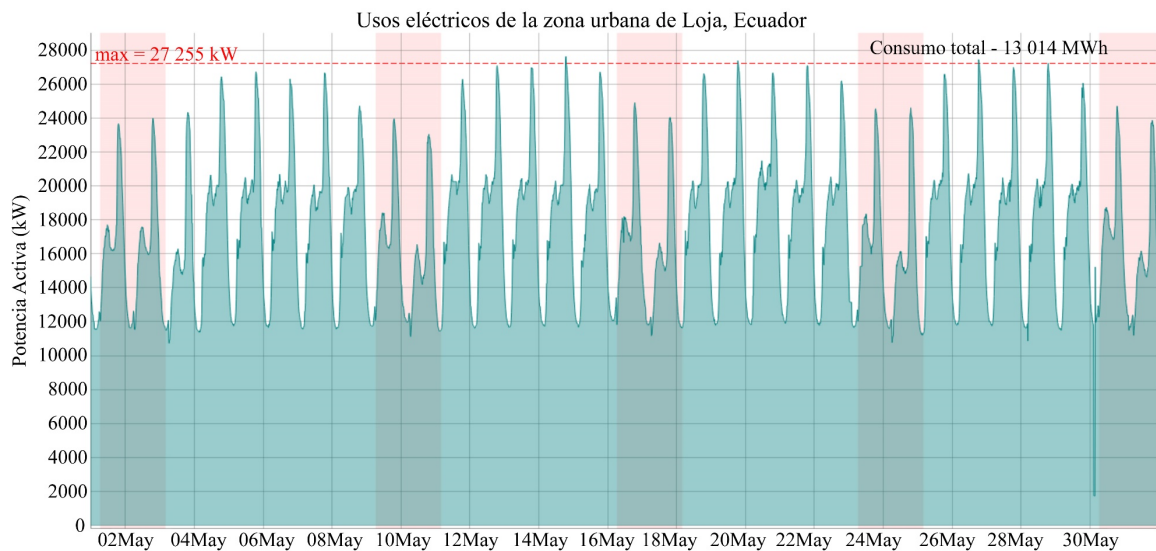


Fig. 4. 20. Usos eléctricos agregados de la zona urbana de Loja (mayo 2015).

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA

El protocolo de comunicaciones implementado en la EERSSA entre los componentes del sistema de automatización de la red eléctrica es el DNP 3 (*Distributed Network Protocol*) y los equipos de protección en los transformadores de las subestaciones son TPU2000R (*Transformer Protection Unit*). Este protocolo permite realizar la adquisición de datos de los usos eléctricos agregados a nivel de subestaciones.

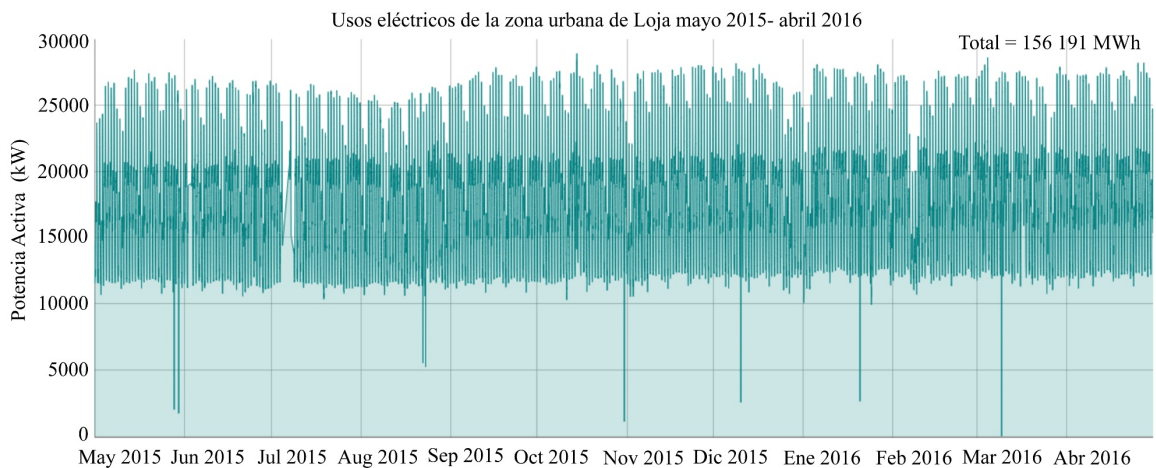


Fig. 4. 21. Usos eléctricos agregados de la zona urbana de Loja (mayo 2015 - abril 2016).

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA

En la Fig. 4. 21 se muestran los usos eléctricos agregados de un año (mayo de 2015 - abril de 2016) y se incluye el alumbrado público. En este año se consumió un total de 156 191 MWh de energía eléctrica y la potencia activa máxima fue registrada el día viernes 4 de marzo de 2016 a las 19:30:00 con una demanda de potencia de 29 689 kW.

La potencia mínima demandada en el periodo de estudio es de aproximadamente 12 000 kW, menos de la mitad de la potencia máxima. Con esta información se determinó el factor de utilización del sistema, se divide la demanda máxima 29 689 kW para la capacidad instalada 92 606.5 MVA (74 085 kW) obteniendo un factor de 0.4.

4.3.2 Usos eléctricos desagregados a nivel de usuarios

La infraestructura eléctrica de Ecuador actualmente está en un proceso de transición, no todas las ciudades cuentan con medidores inteligentes que permitan disponer de los usos eléctricos desagregados en tiempo real, por lo tanto, el proceso de lectura de medidores se realiza manualmente. Se dividió la ciudad en 64 sectores y 90 rutas, y para realizar la lectura de los usos eléctricos la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA) subcontrató a compañías externas para que realicen las campañas de medición. Estas compañías utilizan teléfonos inteligentes (*Smartphone*) para adquirir los datos y son enviados vía SMS (*Short Message Service*) a una central externa en donde se procesan e ingresan al sistema de facturación de la EERSSA.

Los códigos de cliente designados a cada usuario por Empresa Eléctrica Regional del Sur permiten realizar la lectura de los consumos de manera remota. Así se actualizan mensualmente los mapas energéticos desagregados. El código desarrollado para realizar la lectura remota y la información de los clientes está bajo estricta confidencialidad, según acuerdo firmado con la EERSSA, por lo que, las figuras generadas en algunos casos representan el consumo compuesto por varios usuarios para precautelar su privacidad. En el Anexo A 1 se incluye una parte del código que se utilizó para realizar la lectura de datos. Esta información se la presenta de una forma que no infringe la confidencialidad y puede servir para ejemplarizar el método.

En la Fig. 4. 22 se muestran los usos eléctricos desagregados por usuario del mes de mayo de 2015 de la zona urbana de Loja. Se visualiza la información en un entorno georreferenciado y se clasifica los usuarios en función del tipo (residencial, industrial, comercial y otros). En este periodo, el consumo total en la zona urbana fue de 13 014 MWh y sin la carga de iluminación pública 10 319.33 MWh, por lo tanto, el consumo en iluminación pública fue de 2695 MWh.

La iluminación pública incrementa la curva de demanda en las horas pico y suponen una carga adicional del 15 al 20 %. Las luminarias se activan por medio de fotoceldas aproximadamente a las 18:30 y están programadas para bajar su intensidad a las 23:45 para ahorrar energía. Esto sucede todos los días del año puesto que Ecuador está ubicado en la línea ecuatorial. Por lo tanto, es necesario implementar tecnologías de iluminación pública eficientes y de bajo consumo para controlar y bajar el pico de demanda.

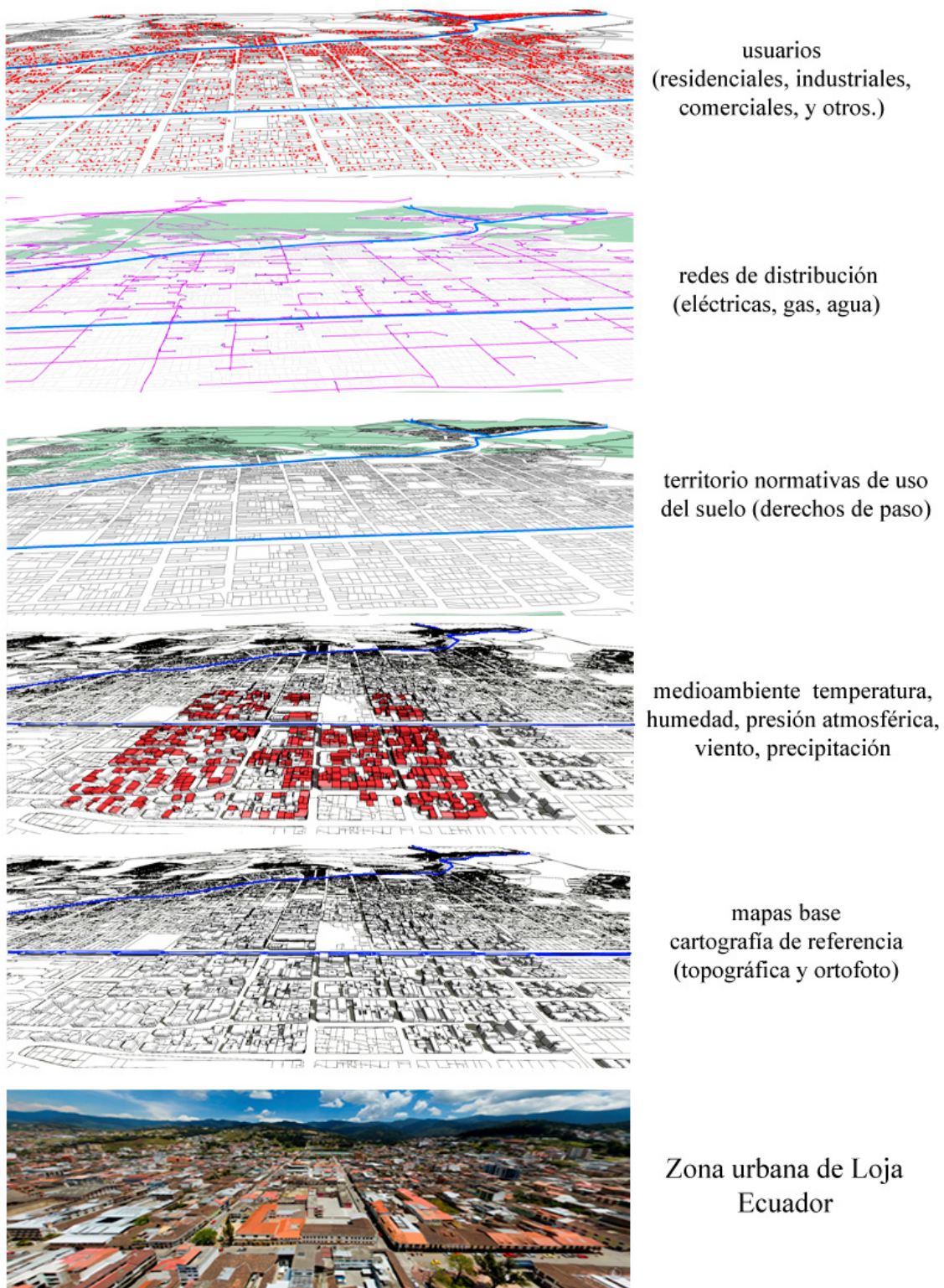


Fig. 4. 22. Usos eléctricos desagregados de la zona urbana de Loja (mayo 2015).

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA



Fig. 4. 23. Iluminación pública de la zona urbana de Loja (mayo 2015).

Fuente: elaboración propia

Los sistemas de información geográfica permiten organizar, almacenar y analizar los usos eléctricos vinculados a una referencia espacial. Este formato facilita la incorporación de aspectos sociales-culturales, económicos y ambientales que conducen a la evaluación del sistema socio-técnico de una manera eficaz. En 2015, el total de usuarios registrados en la zona urbana de Loja fue de 63 869, (se incluyen los usuarios residenciales, comerciales, industriales, y otros). La población urbana fue de 178 288 habitantes, con un promedio de personas por hogar de 3.77.

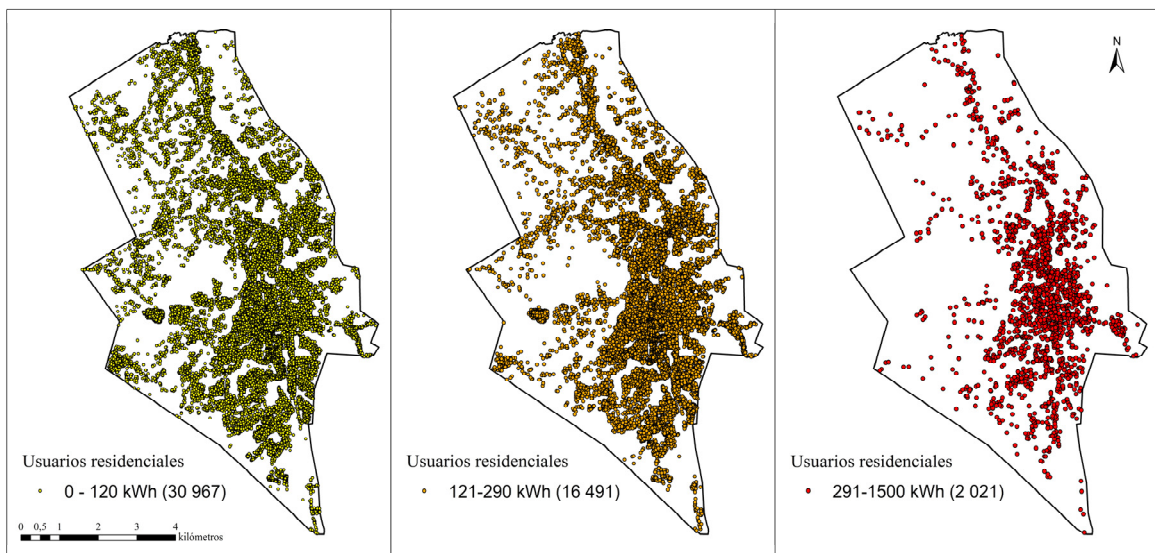


Fig. 4. 24. Usuarios residenciales de la zona urbana de Loja (mayo 2015).

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA

En la Fig. 4. 24 se muestra los usuarios residenciales de la zona urbana de Loja, clasificados en tres grupos en función del consumo: 33 044 usuarios de 0 a 120 kWh, 18 355 usuarios de 121 a 290 kWh, y 2 286 usuarios de 291 a 1 431 kWh. La media del consumo residencial en mayo de 2015 fue de 110 kWh.

Según ARCONEL en 2015 el consumo per cápita anual de electricidad en las provincias de: Guayas, Galápagos, Pichincha, El Oro, Azuay y Santa Elena se encuentran sobre los 1 000 kWh/hab. Además, establece que las provincias de menor consumo son: Morona Santiago, Bolívar, Zamora Chinchipe y Carchi que están bajo los 500 kWh/hab. En la provincia de Loja el consumo per cápita anual de electricidad fue de 510.81 kWh/hab y ha crecido durante los últimos años del 8 a 10 % anual. No obstante, el aumento del consumo de electricidad por hogar no significa que los hogares no ahorren electricidad. El consumo está creciendo principalmente debido al creciente número de electrodomésticos utilizados por hogar. Según el INEC al 2015 solo el 20.39 % de los hogares disponen de electrodomésticos ahorradores de energía (INEC 2017).

El sector residencial tiene un potencial significativo de ahorro de energía si cambian los hábitos de consumo de energía. Por lo tanto, es importante conocer la actitud de los hogares hacia el control de su consumo de energía y al uso de energía más eficiente. Por regla general, una motivación de un hogar para conservar energía supone la posibilidad de medir y controlar el consumo.

Si se compara los resultados con las estadísticas del Consejo Nacional de Electrificación, se puede concluir que la media de los consumos de la zona urbana de Loja está por debajo de la media de la sierra ecuatoriana (150 kWh/mes). Sin embargo, se debe tomar en cuenta que la implementación progresiva de las cocinas de inducción cambiará la curva de demanda a corto plazo. Por lo tanto, la gestión de la demanda del sector residencial es compleja e inflexible y tenderá a crecer en un 30 % en la próxima década según el CONELEC. (CONELEC 2013)

A nivel residencial se detecta que el uso de duchas eléctricas de paso incrementa en un porcentaje significativo la demanda de energía en las horas pico, por lo que es necesario implementar duchas con sistemas de almacenamiento térmico para gestionar la demanda de agua caliente en las horas pico. Esto significará una reducción del pico de demanda de entre 5 % y 10 %. Además, implicará un cambio importante de hábitos, ya que el modo de consumo con sistemas de almacenamiento térmico tiene límites y se tiene que gestionar responsablemente el consumo de agua caliente a lo largo del día.

En la Fig. 4. 25 se muestra el total de los usuarios residenciales (53 685) registrados en la zona urbana de Loja (mayo 2015). El 89 % de los consumidores residenciales tienen una media de 110 kWh/mes y el 11 % se corresponde a una media mensual de entre 270 a 280 kWh.

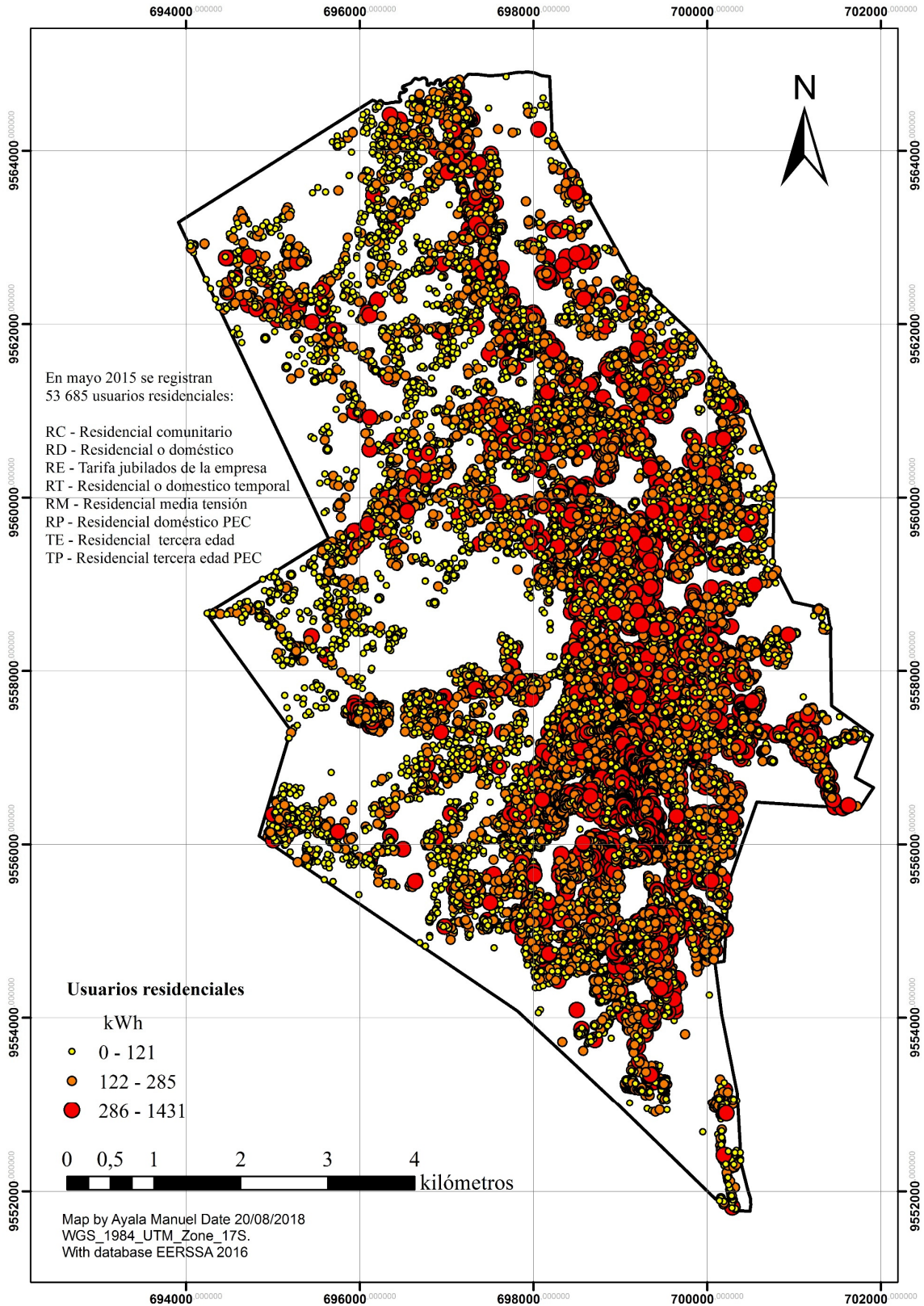


Fig. 4. 25. Usuarios residenciales de la zona urbana de Loja (mayo 2015).

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA

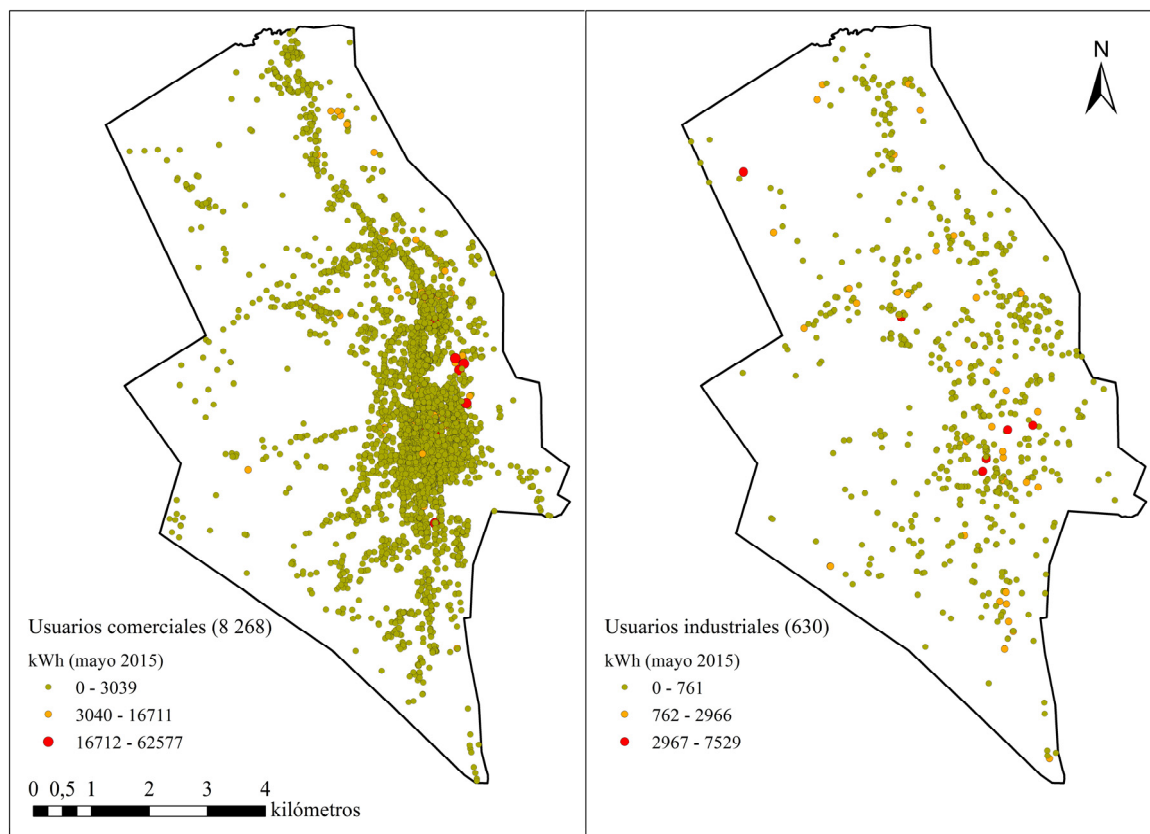


Fig. 4. 26. Usuarios comerciales e industriales de la zona urbana de Loja (mayo 2015).

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA

En la Fig. 4. 26 se muestra 8 268 usuarios comerciales con una media mensual de 340 kWh y 630 usuarios industriales con una media mensual de 310 kWh. El 93 % (585) de los usuarios industriales tienen consumos de 0 a 761 kWh, mientras el 99% (8 268) de los usuarios comerciales tienen consumos en un rango de 0 a 3 039 kWh.

El análisis espacial de la demanda eléctrica realizado en la zona urbana de Loja nos permitió visualizar las relaciones entre los puntos de consumo y estratificarlos en varias categorías. Además, nos permite determinar los sectores en los que tendrá más crecimiento la ciudad y de esta manera planificar ordenadamente la expansión de la red eléctrica con criterios de sostenibilidad.

La demanda eléctrica residencial es un componente estratégico en la transición energética, ha tomado importancia en los últimos años y es necesario crear las condiciones técnicas y económicas para utilizarla como herramienta para equilibrar el sistema. Esto implicará examinar escenarios para la evolución tecnológica en el entorno construido.

4.4 Confrontación de los usos eléctricos y la generación eólica

Para realizar la confrontación se sincronizan los parámetros eléctricos (potencia activa, reactiva, voltajes e intensidades) de generación y usos. El valor de la generación y la carga normalmente se expresa en función de la potencia activa en kW porque representa la variación en el tiempo con que se transmite la energía y no depende del factor de potencia, aunque en algunos casos la carga esta expresada en función de la potencia reactiva, como es el caso de un banco de capacitores, en el que su capacidad viene dada en kVAr.

4.4.1 Generación de series temporales

Las series temporales de generación – usos eléctricos demandan una sincronización adecuada de los datos. Para esto es necesario estandarizar formatos y códigos de los instrumentos de lectura, además de incluir restricciones lógicas en los patrones de demanda y generación para evitar errores de lectura e interpretación, por ejemplo, un pico de potencia (Fig. 4. 27 (a)).

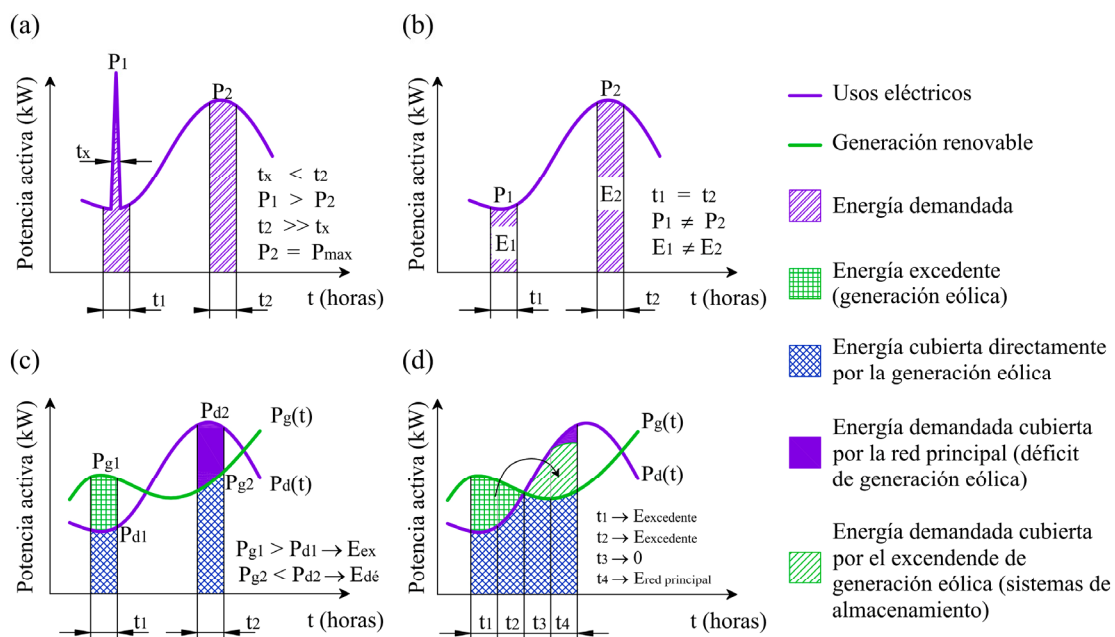


Fig. 4. 27. Confrontación de usos y generación eléctrica.

Fuente: elaboración propia

En la Fig. 4. 27 (b) se muestra un patrón de potencia demandada por un usuario, en donde los periodos t_1 y t_2 son iguales (15 minutos). La relación del energía E_1 y E_2 en estos tiempos es diferente, siendo entonces diferentes los valores de potencia activa P_1 y P_2 . En la Fig. 4. 27 (a) se

muestra el valor máximo de la potencia P_1 , el cual se mantiene durante un tiempo mínimo t_x , razón por la cual no se puede decir que éste sea el valor de la potencia máxima, por lo que, se asigna a P_2 como el valor de máxima potencia, ya que P_1 se presenta en un tiempo muy corto.

En la Fig. 4. 27 (c) se confronta la potencia activa generada por la central eólica P_g y la potencia activa demanda por los usuarios de la zona urbana P_d en el tiempo t . En el periodo t_1 la potencia activa $P_{g1} > P_{d1}$, por lo que, se tiene un excedente de energía (generación eólica), E_{ex} . En el periodo t_2 la potencia $P_{g2} < P_{d2}$, por lo que, se tiene un déficit de energía que es cubierto por la red principal, $E_{red\ principal}$.

En la Fig. 4. 27 (d) se representa el balance neto de electricidad. Es un esquema de utilidad general en el cual la zona urbana genera su propia energía eléctrica y puede compensar los saldos de energía de manera instantánea o diferida. El sistema permite verter a la red eléctrica principal el excedente producido en los periodos t_1 y t_2 con la finalidad de poder hacer uso del excedente en otros periodos t_3 y t_4 . Además, se debe tener en cuenta los costos y el rendimiento de los sistemas de almacenamiento.

Es importante señalar que, en caso de pérdida de datos o fallas técnicas de las Unidades Terminales Remotas (UTR), se interpola los valores en los puntos específicos para aproximarnos al valor real y así no perder la resolución de la lectura. Además, en caso de pérdidas de conexión, el código puede leer y actualizar la información de la base datos externa de EERSSA (Anexo A 1).

Para realizar el proceso de confrontación de datos son necesarios los siguientes pasos: estandarizar las fechas de los usos eléctricos y la obtención de energía eléctrica en un formato, sincronizarlas en el tiempo a la zona horaria UTC-5, sincronizar las zonas horarias cuando se realiza la adquisición de datos remota (solo si las zonas horarias son diferentes) e integrar la curva de potencia activa en intervalos de 15 minutos. Finalmente, se visualizan los resultados y en el diagnóstico se calcula la energía consumida, generada, el excedente y el déficit de generación al tiempo y al lugar que corresponde.

Para realizar la sincronización de datos se aplicó un integrador de intervalos, basado en el teorema de Riemann. Se formula la programación considerando los generadores G , denotados por $G = \{g_1, g_2, \dots, g_G^u\}$, las cargas D , denotadas por $D = \{d_1, d_2, \dots, d_D^u\}$, y el tiempo \mathcal{T} que se divide en intervalos iguales Δt , denotadas por $\mathcal{T} = \{1, 2, 3, \dots, n\}$.

Siendo la energía generada E_g la sumatoria de la potencia activa generada en un tiempo Δt .

$$E_g(t) = \sum_{\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n=0}^1 (-1)^{\varepsilon_1 + \dots + \varepsilon_n} P_g(\varepsilon_1 a_1 + \bar{\varepsilon}_1 b_1, \dots, \varepsilon_n a_n + \bar{\varepsilon}_n b_n), \quad \bar{\varepsilon}_i = 1 - \varepsilon_i \quad (4.1)$$

Donde P_g es la potencia activa generada, y $\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n$ son índices de la suma que se ejecutan de 0 a 1, por lo tanto, la suma del 2^n término se lee para $n \in 1, 2, \text{etc.}$, como sigue:

$$P_g(b_1) - P_g(a_1),$$

$$P_g(b_1, b_2) - P_g(b_1 a_1) - P_g(a_1 b_2) + P_g(a_1 a_2), \text{etc.}$$

Así mismo, para la energía demandada E_d tenemos que:

$$E_d(t) = \sum_{\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n=0}^1 (-1)^{\varepsilon_1 + \dots + \varepsilon_n} P_d(\varepsilon_1 a_1 + \bar{\varepsilon}_1 b_1, \dots, \varepsilon_n a_n + \bar{\varepsilon}_n b_n), \quad \bar{\varepsilon}_i = 1 - \varepsilon_i \quad (4.2)$$

La diferencia entre la suma de las fuentes generadoras y las demandas de electricidad en intervalos de tiempo sincronizados nos permiten determinar los excedentes y déficit de electricidad netos:

$$E_{balance}(t) = E_d(t) - E_g(t), \quad (4.3)$$

Si la diferencia entre la energía generada E_g y la energía demanda E_d es positiva es una zona de déficit y si es negativa es excedente, por tanto las condiciones son:

$$E(t) = \begin{cases} E_d(t) - E_g(t) > 0, & \text{déficit} \\ E_d(t) - E_g(t) < 0, & \text{excedente} \\ E_d(t) - E_g(t) = 0, & \text{equilibrio} \end{cases} \quad (4.4)$$

Se utilizó la herramienta informática R para desarrollar el código que permite procesar y sincronizar los datos de una manera efectiva (Anexo A 2). Se sincronizan las series en intervalos de 15 minutos y se visualizan en un formato expandible (Fig. 4. 28).

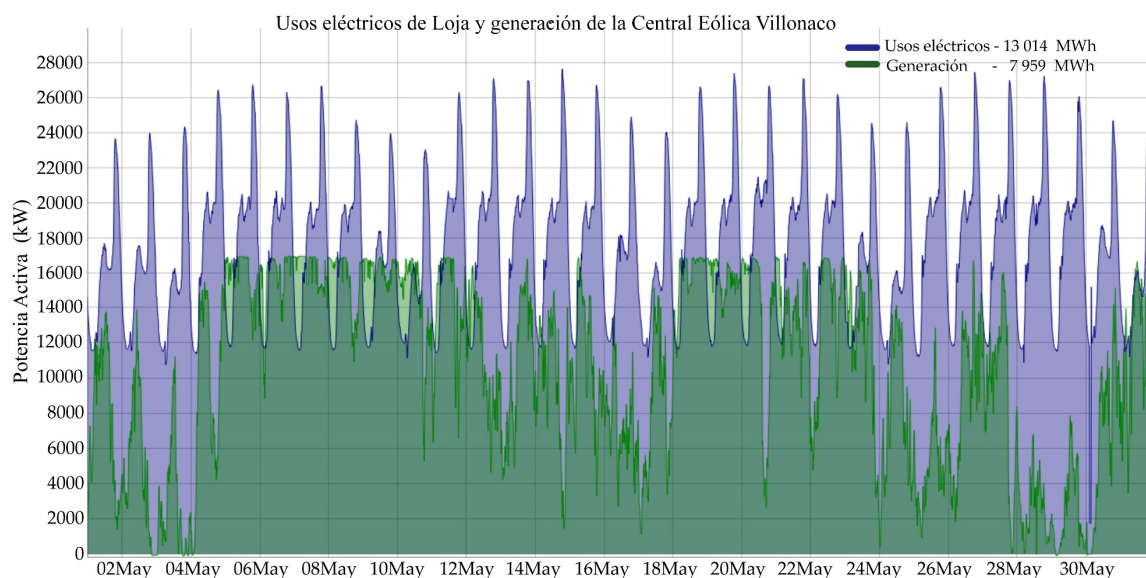


Fig. 4. 28. Usos eléctricos de Loja y la Generación de Villonaco mayo 2015

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la Fig. 4. 28, se muestran los datos sincronizados de los usos eléctricos de la ciudad de Loja, Ecuador y la generación de la Central eólica Villonaco del mes de mayo de 2015. Se observa que desde 28 al 30 de mayo existe un vacío de generación que dejaría sin suministro a una parte de la población, lógicamente si la red operase como un sistema aislado. Por esta razón, cuando la red opera como un sistema aislado, es necesario implementar tecnologías que nos permitan almacenar y gestionar la energía con el objetivo de garantizar el suministro de energía, evitando los cortes de que puedan afectar a los usuarios.

En el caso de Loja el sistema de distribución eléctrica de la zona urbana está integrado a la red principal del Sistema Nacional Interconectado y este suministra energía cuando se producen vacíos de generación. Además, se puede utilizar la infraestructura del SNI como un sistema de almacenamiento equivalente. La idea principal es generar derechos de consumo por los excedentes de generación de la Central Eólica Villonaco, asumiendo que el excedente de generación es equivalente a la cantidad de agua que se deja de consumir de los embalses del SNI.

4.5 Diagnóstico energético de la zona urbana de Loja, Ecuador

El diagnóstico energético de la zona urbana de Loja tiene como objetivo determinar la relación entre la generación eléctrica de la Central Eólica Villonaco y los usos eléctricos de la zona urbana de Loja. En base a la comparación de la generación-usos se obtienen valores característicos como el excedente y déficit de generación del sistema que suministra de energía a la zona urbana.

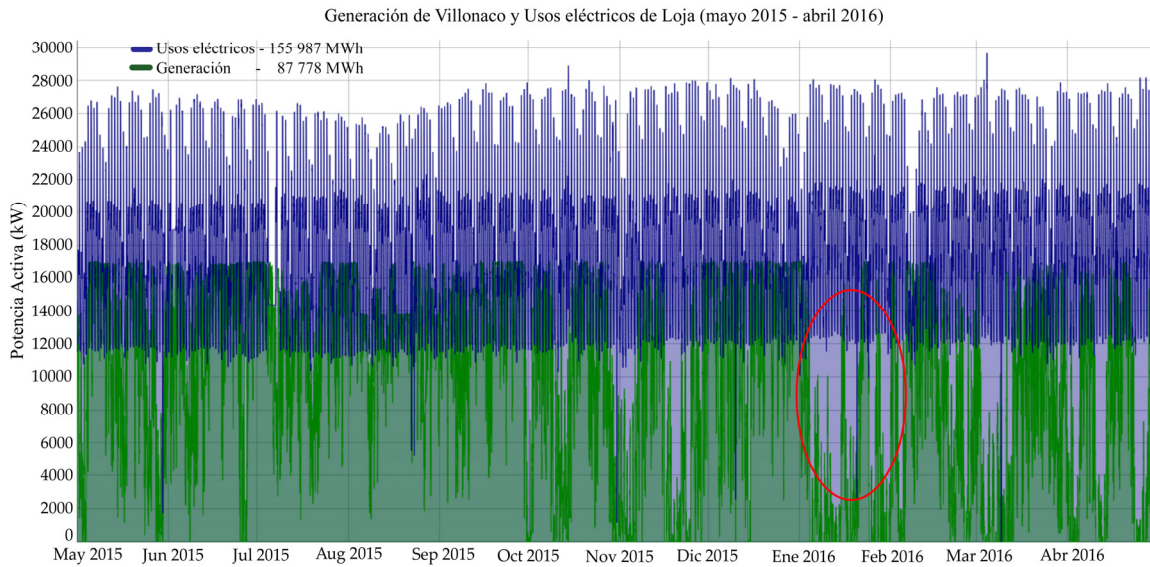


Fig. 4. 29. Usos eléctricos de Loja y la Generación de Villonaco mayo 2015 – abril 2016

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la Fig. 4. 29, se muestra una serie anual compuesta de 35 132 mediciones en intervalos de 15 minutos, desde mayo de 2015 hasta abril de 2016. Se sincronizan los datos de generación de la Central Eólica Villonaco y los Usos Eléctricos de la zona urbana de Loja, Ecuador. En el periodo de análisis se determinó una generación eólica de 87 778 MWh y los usos eléctricos fueron de 155 987 MWh en el mismo periodo. Se muestra en un círculo rojo un importante vacío de generación. En este caso, si el sistema se fundamenta solamente en energías renovables difícilmente se podría ajustar el despacho a las ventas.

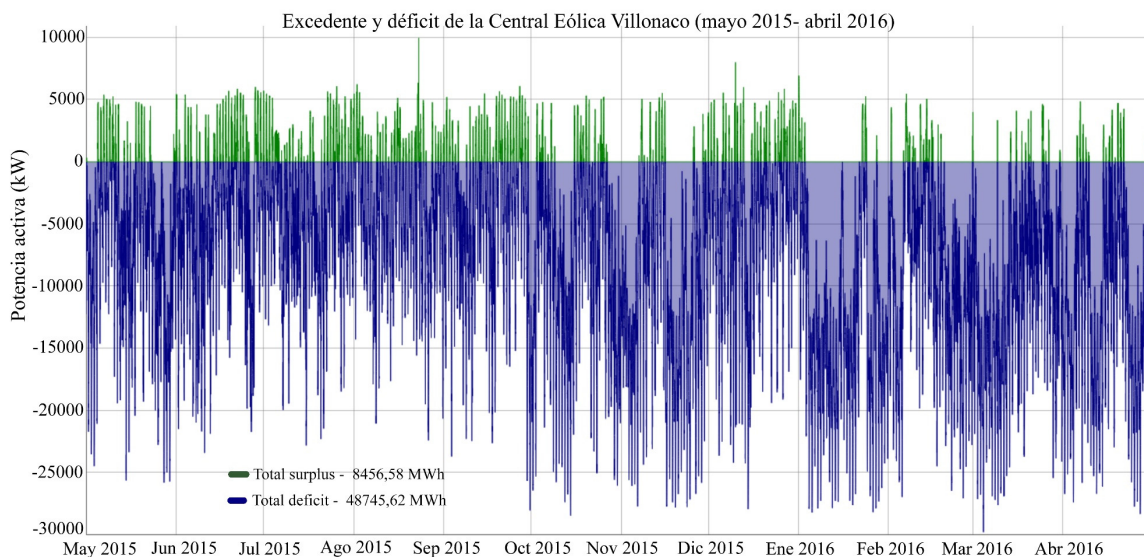


Fig. 4. 30. Excedente y déficit de Generación de Villonaco mayo 2015 – abril 2016

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la práctica, el despacho de electricidad en Ecuador se realiza en función de los requerimientos de energía eléctrica, es decir, siempre se ajusta a las ventas. Integrar las renovables al sistema implica un cambio importante en la gestión y la forma de concebir el modelo.

En la Tabla 4. 6 se presentan los valores de generación, usos eléctricos, déficit y excedente de energía. Se presentan los datos mensuales desde el 01 de mayo de 2015 al 30 de abril de 2016. En este periodo el consumo total de electricidad fue de 155 987 MWh, la generación de la Central Eólica Villonaco fue de 87 778 MWh y el déficit de generación fue un 46 % (71 774 MWh) de los usos eléctricos de la zona urbana de Loja.

Tiempo (meses)	Generación (MWh)	Usos (MWh)	Excedente (MWh)	Déficit (MWh)	Cobertura directa (MWh)	Déficit neto (MWh)
may-15	7 959.02	13 014.89	286.31	5 342.18	7 672.71	5 055.87
jun-15	9 131.98	12 635.06	462.49	3 965.58	8 669.48	3 503.09
jul-15	9 580.25	12 792.96	421.33	3 634.04	9 158.92	3 212.71
ago-15	9 752.27	12 647.48	477.16	3 372.37	9 275.11	2 895.21
sep-15	9 851.47	12 788.82	559.60	3 496.95	9 291.87	2 937.35
oct-15	7 004.40	13 352.29	247.06	6 594.95	6 757.34	6 347.89
nov-15	4 842.44	12 835.18	175.69	8 168.43	4 666.75	7 992.74
dic-15	9 928.06	13 355.41	485.27	3 912.63	9 442.79	3 427.36
Jan16	3 482.30	13 469.37	137.51	10 124.58	3 344.79	9 987.07
feb-16	6 153.12	12 402.72	164.03	6 413.63	5 989.09	6 249.60
mar-16	5 247.52	13 521.88	60.26	8 334.62	5 187.26	8 274.36
Apr16	4 845.18	13 170.95	88.36	8 414.13	4 756.82	8 325.76
TOTAL	87 778.0	155 987.0	3 565.0	71 774.0	84 212.9	68 209.0

Tabla 4. 6. Generación eólica, usos eléctricos, excedentes y déficit

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

Se determina que la Central Eólica Villonaco cubre directamente un 53% (84 212.92 MWh) de los usos eléctricos de la zona urbana. El total del excedente de generación (3 565 MWh) es entregado al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y representa un 2.3 % del total de los consumos, por lo que si se resta el excedente al total del déficit (71 774.08 MWh) se obtiene que el déficit neto de generación o la energía que se debería comprar al SNI para cubrir los usos eléctricos de la zona urbana que representa el 43.7 % (68 209 MWh) del total de los usos.

El excedente de generación entregado al Sistema Nacional Interconectado es un excedente que se obtiene en horas en que la demanda de energía es baja, por tanto, es necesario buscar alternativas para optimizar al máximo el uso de los excedentes. Una de las formas es estimular cambios de horarios en las actividades empresariales (respuesta a la demanda) y otra implementar sistemas de almacenamiento con baterías, hidrógeno, etc. para dar soporte a la gestión.

4.5.1 Calendarios energéticos de la relación generación – usos eléctricos

La representación de la relación generación-usos en un formato visual en forma de calendario energético hace que la información resulte asequible al público en general y ayuda a comprender rápidamente la influencia de la generación eólica, su estacionalidad y su distribución según los días de la semana. Para representar la relación generación – usos en los mapas energéticos, se calcula las medias diarias cada 15 minutos, se establece una escala de colores, y se asigna a cada día el color resultante. El rojo significa la alta autonomía de la ciudad, mientras que el amarillo significa baja autonomía. Por ejemplo, el impacto de la generación eólica en los usos eléctricos de la zona urbana es altamente significativo en el mes de agosto de 2015, la cobertura neta de los usos eléctricos en este mes llega aproximadamente al 70%.

Los valores positivos representan la energía que se exporta al Sistema Nacional Interconectado, los negativos representan la energía que se importa y el cero representa los días que alcanzan el equilibrio neto entre la generación de la Central Eólica Villonaco y los Usos eléctricos de la Zona Urbana de Loja.

Se analiza el día 07 de mayo de 2015 mostrado en la Fig. 4. 31. Se determinó un excedente de 1.21 MWh, un déficit de 2.99 MWh, y un déficit neto de 1.78 MWh, por lo tanto, a este día le corresponde signo negativo y color ámbar, como se muestra en la Fig. 4. 32.

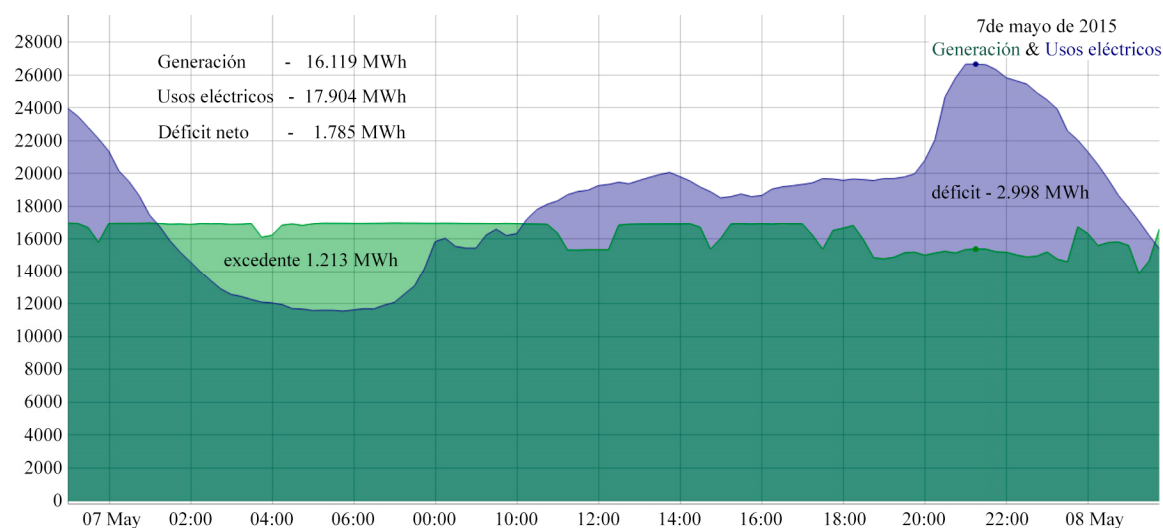


Fig. 4. 31. Generación-usos del 7 de mayo de 2015

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la Fig. 4. 32 se muestra el cuatrimestre mayo – agosto. Se caracteriza por su alta autonomía energética en el mes de agosto puesto que solamente se necesitarían 2 895 MWh adicionales para cubrir el total de los usos eléctricos.

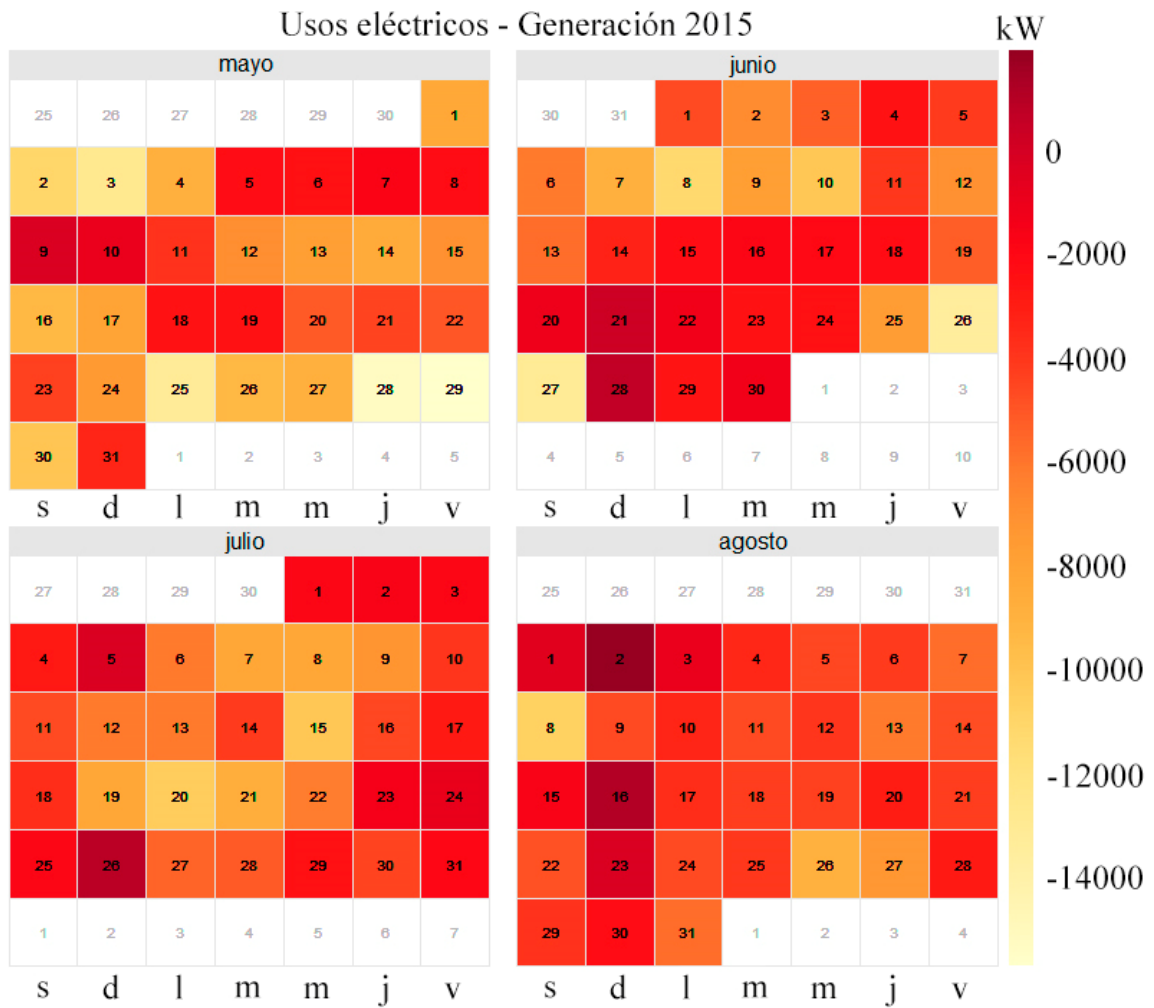


Fig. 4. 32. Media diaria de la relación generación-usos (mayo 2015 – agosto 2015)
Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

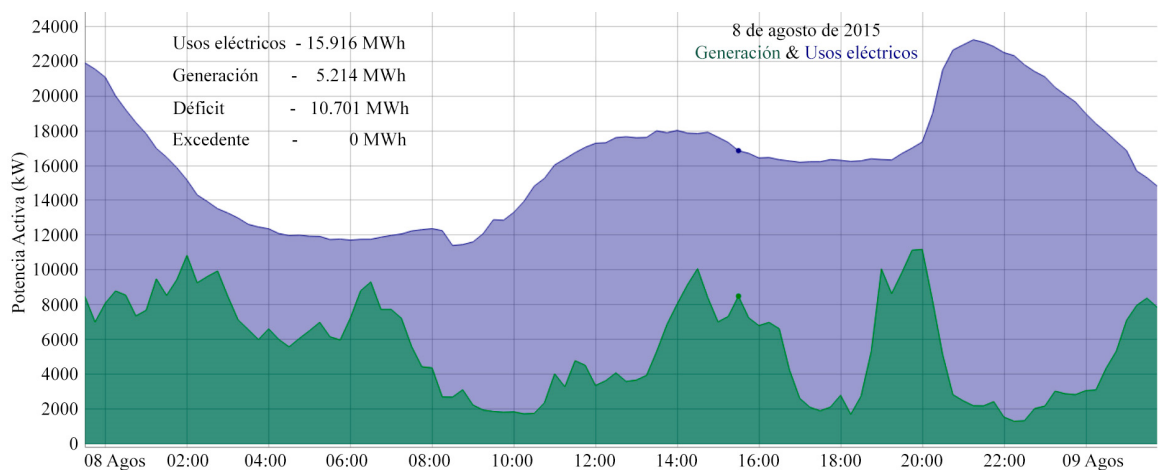


Fig. 4. 33. Relación generación-usos del 8 de agosto de 2015
Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la Fig. 4. 33 se muestra el día lunes 08 de agosto de 2015. Es un día atípico en el mes de agosto puesto que es un mes que se caracteriza por su alta generación. Este día tiene un déficit de generación de 10.7 MWh, que corresponde al 67% de los usos eléctricos.

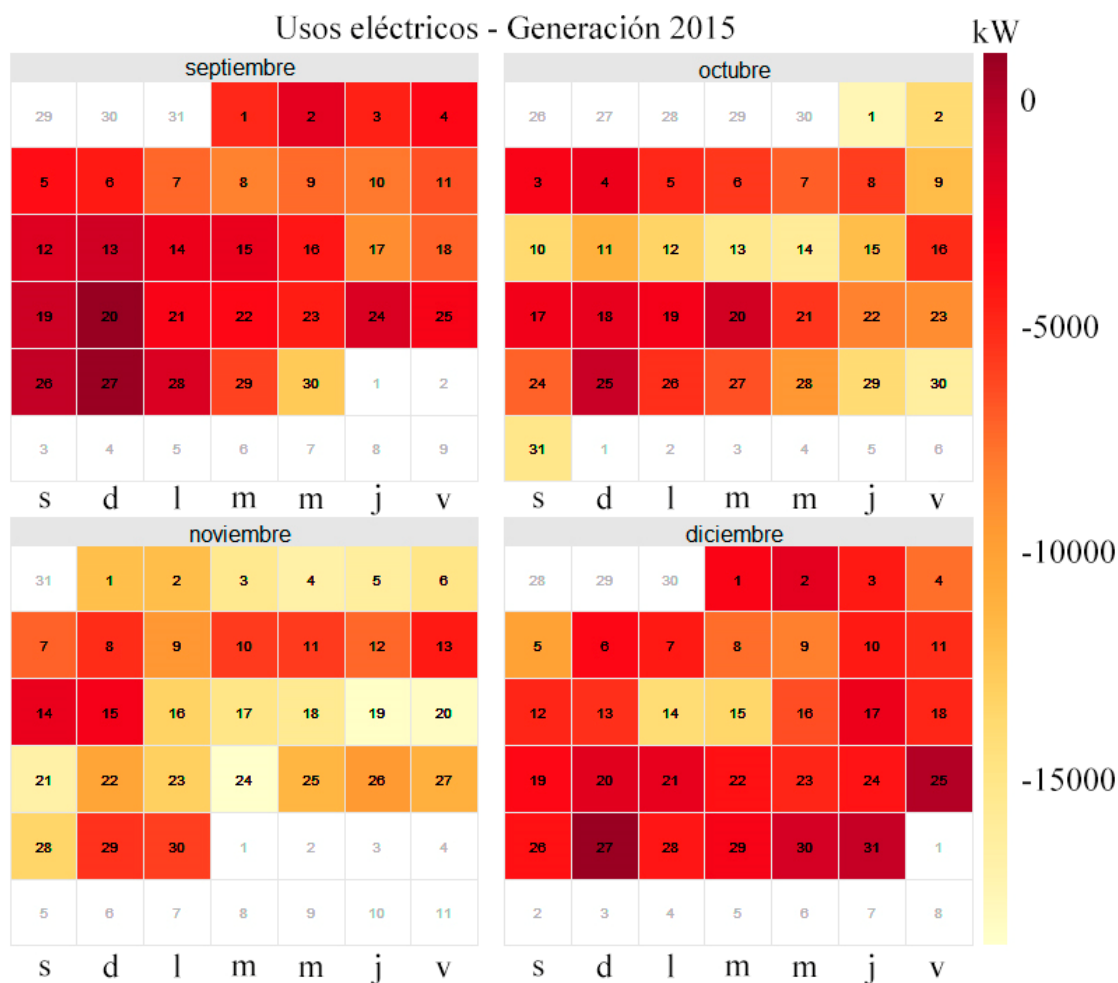


Fig. 4. 34. Media diaria de la relación generación-usos (septiembre 2015 – diciembre 2015)
Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la Fig. 4. 34 se representa la relación generación-usos diaria de septiembre a diciembre de 2015. Este cuatrimestre se caracteriza por tener meses con alta autonomía energética de la zona urbana, especialmente el mes de septiembre. Si el sistema operase de forma aislada, en este mes se necesitaría comprar del Sistema Nacional Interconectado solamente 2 937 MWh (22 % de los usos eléctricos), para cubrir el total del suministro de energía del mes de septiembre.

La función gráfica de los calendarios energéticos aporta al técnico una herramienta muy práctica a la hora de elaborar gráficos que resulten más asequibles al público en general y que sirvan para detectar más detalladamente la evolución de las medidas diarias de la gestión de la energía. Además, para dar soporte a la planificación anual se pueden generar mapas energéticos de la generación y de los usos eléctricos.

En la Fig. 4. 35 se representa la relación generación-usos desde enero a abril de 2016, este cuatrimestre se caracteriza por su baja generación eólica, por lo que esta época del año es la más compleja para el autoabastecimiento de la ciudad (si la red operase como un sistema aislado), esto se debe a la disponibilidad del recurso (no hay suficiente viento).

Los usos eléctricos en el mes de enero fueron de 13 469.37 MWh, la generación 3 482 MWh, el déficit 10 124.58 MWh (75 % de los usos eléctricos), el excedente 137.51 MWh (1 % de los usos eléctricos), por lo tanto, el déficit neto fue de 9 987 MWh (74 % de los usos eléctricos) y la cobertura directa fue de 3 344.49 MWh (24% de los usos eléctricos).

En enero se registró la generación más baja en todo el año, por lo que, en el caso hipotético de que el sistema fuese aislado, la EERSSA necesitaría importar del Sistema Nacional Interconectado 9 987 MWh, que corresponde al 74 % de los usos eléctricos de la zona urbana.

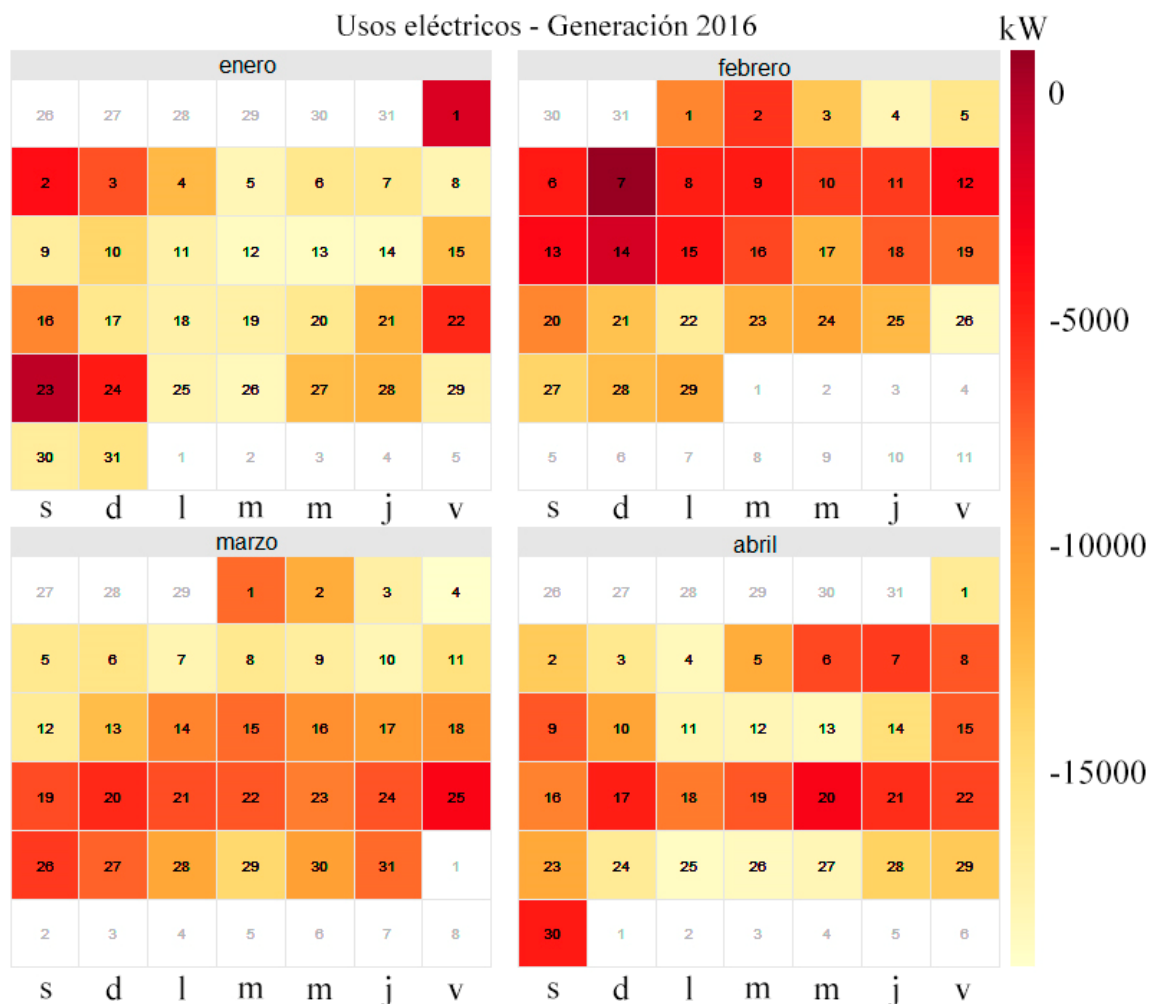


Fig. 4. 35. Media diaria de la relación generación-usos (enero 2016 – abril 2016)
Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

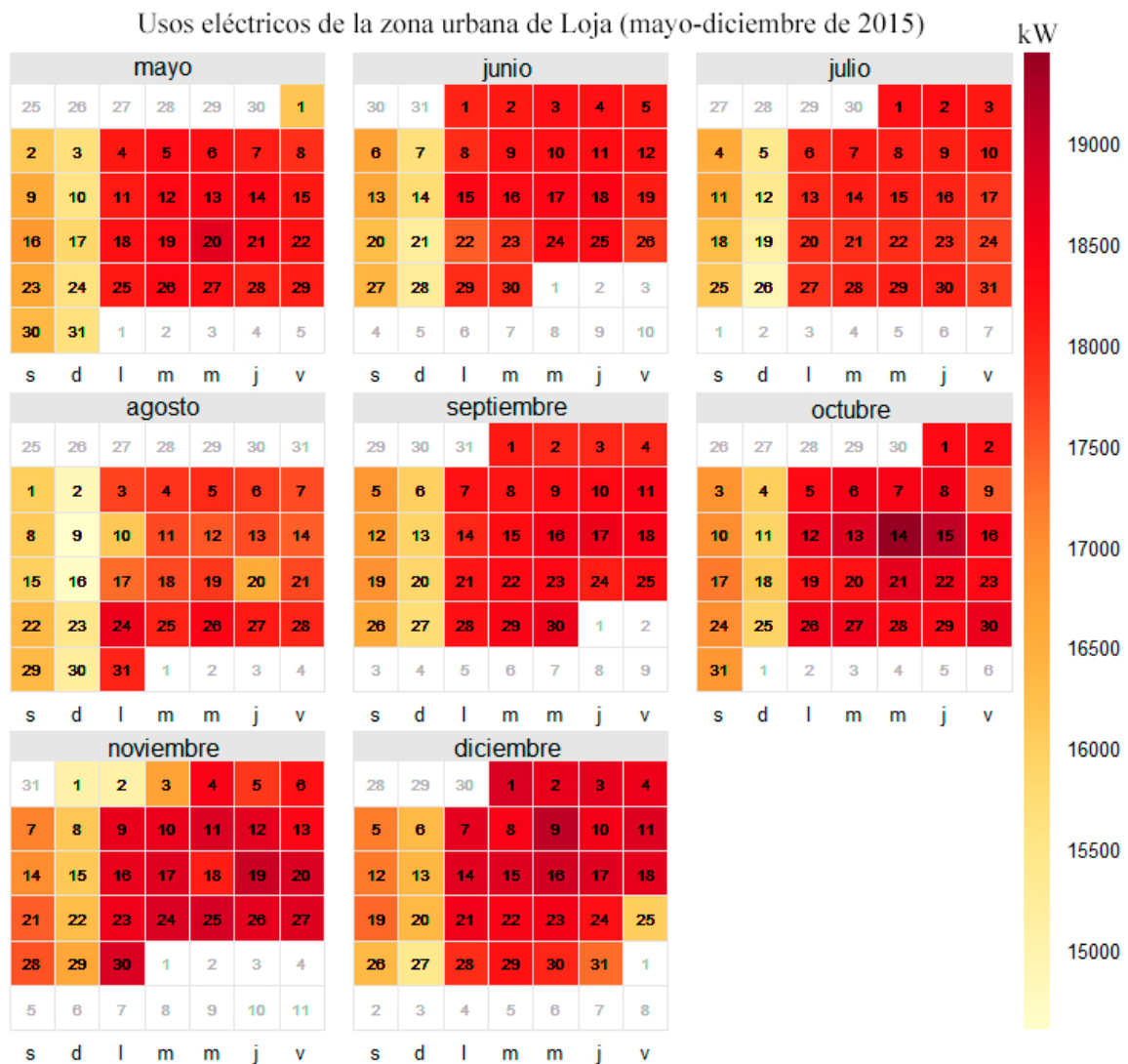


Fig. 4. 36. Usos eléctricos de la zona urbana de Loja (mayo-diciembre 2015)
Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la Fig. 4. 36 se presenta un calendario energético que representa los usos eléctricos diarios de la zona urbana de Loja. Estos calendarios permiten identificar los patrones de consumo, por ejemplo, de los días de bajo consumo especialmente los fines de semana y festivos. Además, de los días especiales que necesitan un suministro de energía adicional de energía.

Por otro lado, el calendario energético de la generación diaria de la Central Eólica Villonaco se muestra en la Fig. 4. 37. Éste se caracteriza por representar los meses de alta generación julio (9 580.25 MWh), agosto (9 752.27 MWh) y septiembre (9 851.47 MWh), y los meses de octubre (7 004.4 MWh) y noviembre (4 842.44 MWh) por su baja generación.

Generación de la Central Eólica Villonaco 2015 (mayo-diciembre)

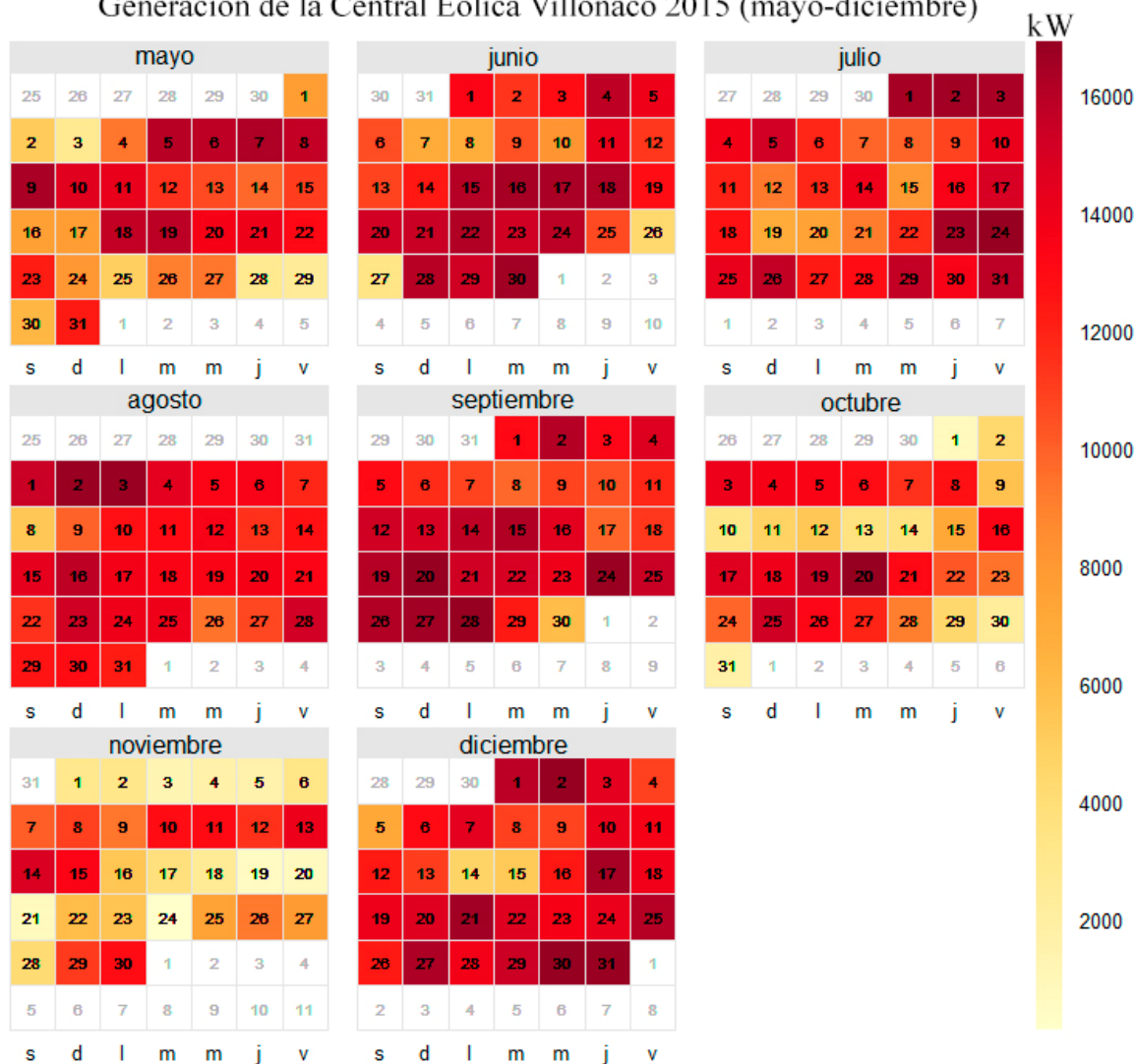


Fig. 4. 37. Generación diaria de la Central Eólica Villonaco (mayo-diciembre 2015)

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

Se debe tomar en cuenta que el excedente de generación no es aprovechable en todo momento, por tanto, en algunos casos surge la necesidad de una mayor potencia instalada para alcanzar un nivel de seguridad, por lo general, el 10 % sobre la hora pico.

Las medidas de gestión de la demanda y el nivel de adaptación de las curvas de oferta y demanda eléctrica juegan un papel fundamental para aumentar la eficiencia de la generación eléctrica, porque la integración de las renovables en el sistema hace que el funcionamiento sea más variable y podría dar lugar a un mayor número de arranques y paradas de las centrales convencionales, así como un funcionamiento inferior al de plena carga, y por tanto un menor rendimiento.

Los mecanismos de ajuste del sistema (desvíos, regulación terciaria) debidos a los errores de previsión con respecto al programa de generación, hace que sea necesaria una descentralización de

la información para mejorar los modelos de previsión y así disminuir los errores de la predicción. En algunos casos para garantizar la seguridad del sistema se realizan vertidos de energía renovable (desaprovechamiento de energía primaria). Esta es una solución adoptada para adecuar la generación eléctrica a su demanda, por lo que se interrumpe la producción renovable.

4.6 Conclusiones del caso de estudio

En este capítulo se ha aplicado la metodología desarrollada en el capítulo 3 para analizar la relación generación-usos eléctricos del sistema de distribución de la zona urbana de Loja, Ecuador.

En la primera parte se analiza el contexto energético ecuatoriano, desde un Ecuador pre-petrolero hasta un Ecuador en transición post petrolero. El gobierno ecuatoriano en la última década implementó una estrategia de transición que ha impulsado la transformación del sector eléctrico. Se basa fundamentalmente en la construcción y puesta en operación de ocho centrales hidroeléctricas, y de la Central Eólica Villonaco, la primera de Ecuador continental.

La transformación de la matriz energética ecuatoriana ha implicado inversiones importantes para robustecer el Sistema Nacional Interconectado en los ámbitos de la generación, transmisión y distribución de la energía. Además, ha sido necesario un fortalecimiento institucional de las empresas eléctricas que están bajo el control del Estado.

Los resultados de la primera fase de la transición energética ecuatoriana son relevantes y tienen un impacto importante en el nivel de autonomía. Para cuantificarlos se proyectó el consumo de derivados en un escenario sin inversiones, y el escenario real con inversiones. La comparación entre los dos escenarios es irrefutable: se reduce en la última década el consumo de combustibles fósiles en un 45% y, por lo tanto, se reducen las importaciones netas de derivados y los subsidios a los combustibles en la misma proporción.

No obstante, si se compara el escenario actual (2017) con el escenario del año 2000 estos tienen la misma proporción de generación térmica (30 %) y renovable (70 %), por lo que, si la demanda continúa creciendo al ritmo actual y el proceso de transición no avanza, en 2020 será necesario instalar más capacidad térmica o importar energía de países vecinos. Por ello, es fundamental continuar con el proceso de transición energética.

Esto significa que la segunda fase de la transición energética es urgente y que necesariamente tiene que empezar por la implementación masiva de sistemas de generación renovable descentralizados a nivel regional para disminuir el grueso de la demanda de energía que depende de los combustibles fósiles e implantar los programas de eficiencia energética hasta conseguir la demanda objetivo de 80 TWh/año al final de la cuarta fase de la transición en 2055.

Una vez analizado el contexto energético del sector eléctrico ecuatoriano, se ha examinado el sistema socio técnico de la distribución de energía de la zona de estudio, en donde se incluye las empresas, la generación renovable de la Central Eólica Villonaco y los usos eléctricos de la ciudad de Loja, Ecuador.

Se ha evaluado la producción anual de la Central Eólica Villonaco, utilizando dinámica de fluidos computacional CFD con el software Meteodyn WT, ideal para simular vientos en terrenos complejos como el cerro Villonaco. Los resultados de la estimación fueron de 69 GWh/año, con un factor de capacidad del 50%, que coincide estrechamente con la producción real durante el mismo período de análisis 74 GWh/año correspondiente al periodo mayo 2013 – abril 2014. Además, se determinó que existe potencial eólico para ampliar la capacidad instalada a 45MW.

Con datos de generación del tercer año de operación de la Central Eólica Villonaco (periodo mayo 2015 – abril 2016, generación 87 778 MWh) se determina que cubre directamente un 54 % (84 212.92 MWh) de los usos eléctricos de la zona urbana de Loja (155 987 MWh). El total del excedente de generación (3 565.07 MWh) es entregado al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y representa un 2.3 % del total de los usos eléctricos. El déficit total de generación es del 46 % (71 774.08 MWh), por lo tanto, el déficit neto de generación o lo que es el equivalente a la energía que se debería comprar al SNI representa un 43.7 % (68 209.00 MWh) del total de los usos eléctricos.

La representación de la relación generación-usos en un formato visual en forma de calendario energético aporta al técnico una herramienta práctica a la hora de elaborar gráficas que resulten más asequibles al público en general y que sirvan para detectar más detalladamente la evolución de las medidas diarias de la gestión de la energía. Además, se pueden generar mapas energéticos de la generación y de los usos eléctricos independientemente para dar soporte a la planificación anual.

Los resultados del diagnóstico son la base para la transición energética del sistema de distribución a fuentes renovables. Con estos datos se plantea la optimización del sistema para aprovechar al máximo la generación renovable, minimizar el coste de operación del sistema de distribución y minimizar la energía importada del Sistema Nacional Interconectado, esto permite al operador ajustar los horarios en los que se producen excedentes, con lo que, se pretende aumentar la autonomía de la ciudad.

El análisis de la generación de la Central Eólica Villonaco se realizó con datos obtenidos del SCADA de la subestación Villonaco. Estos fueron entregados por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP GEN SUR) bajo un acuerdo de confidencialidad denominado CELEC EP, por lo tanto, la base de datos original no será pública. En este trabajo de investigación se presentan

resultados y graficas originales en base a los datos de CELEC EP que no infringen el contrato de confidencialidad.

Los usos eléctricos de la zona urbana de Loja se analizaron con datos obtenidos de la central de datos de la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA) bajo acuerdo de confidencialidad EERSSA, por lo tanto, en este trabajo de investigación se presentan resultados originales con un menor grado de desagregación y no se exponen códigos de usuario que puedan quebrantar la seguridad del sistema. La base de datos original no será pública para no infringir las cláusulas del contrato de confidencialidad.

5. Optimización de la red de la ciudad de Loja

La metodología se desarrolla teniendo en cuenta que la ciudad de Loja está ubicada en una zona remota al sur del Ecuador, y se suministra de energía eléctrica procedente de un ramal relativamente aislado del Sistema Nacional Interconectado. En 2013 entró en operación la Central Eólica Villonaco (16.5 MW) ubicada a 12 km de la ciudad. Este escenario hace que la zona urbana y la Central Eólica sean un laboratorio para el estudio las instalaciones descentralizadas.

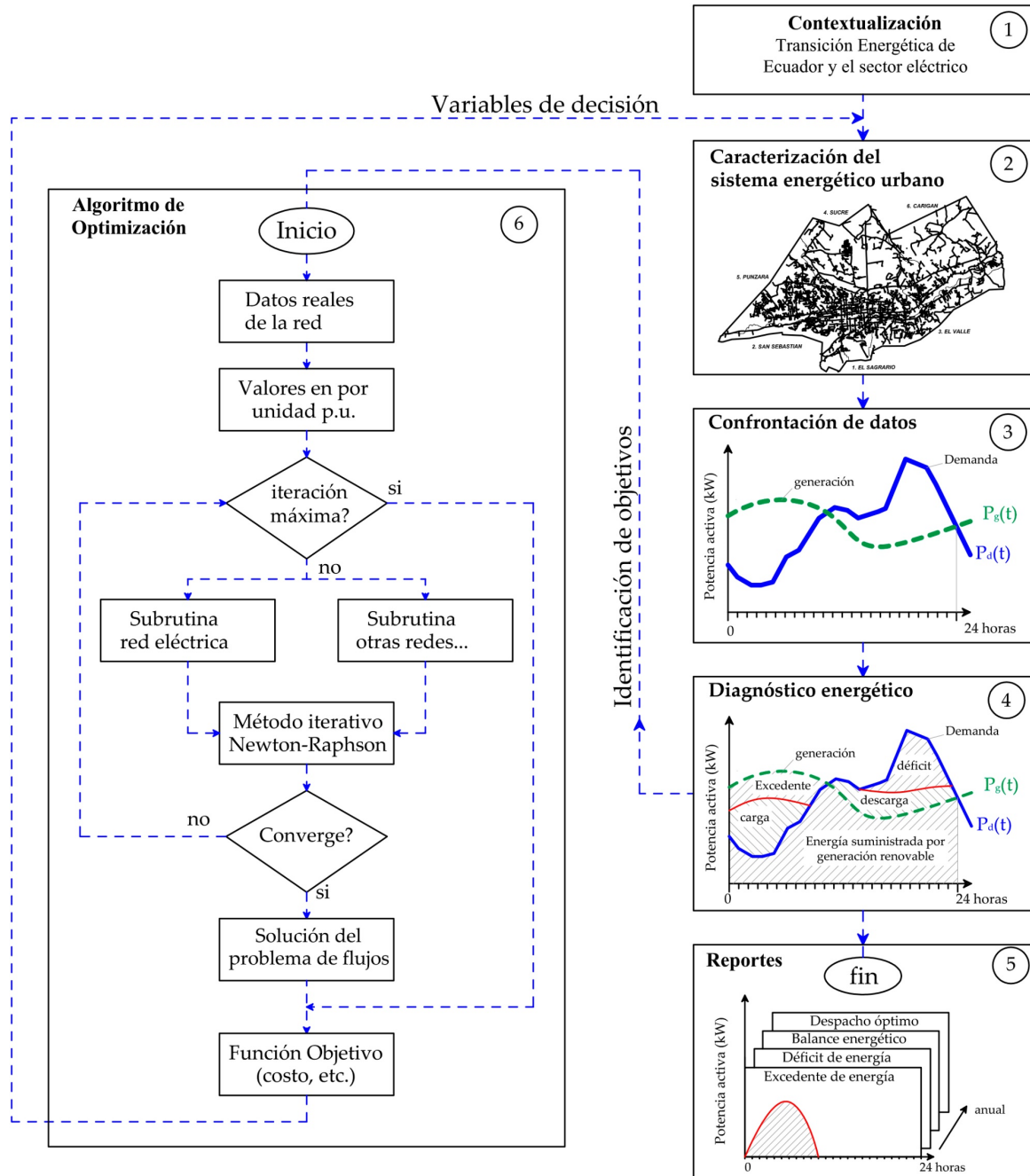


Fig. 4. 38. Algoritmo metodológico para la optimización de la gestión del sistema eléctrico

Fuente: elaboración propia

En la Fig. 4. 38 se muestra el algoritmo metodológico para la optimización de la gestión del sistema eléctrico de distribución. Este algoritmo se puede aplicar para gestionar el sistema de distribución de cualquier zona urbana. De la optimización de la gestión se pueden inferir condiciones para el diseño y adecuación de la red. En su primera fase se realiza la contextualización, y de la segunda a la cuarta fase se organizan todos los datos que permiten caracterizar el sistema energético y diagnosticarlo.

El caso de estudio está compuesto por una fuente renovable (eólica), dispositivos de almacenamiento equivalentes (los embalses del SNI equivalentes a una central hidroeléctrica reversible) y el Sistema Nacional Interconectado (generación hidráulica, diésel) como respaldo al suministro de energía en caso de intermitencias o baja disponibilidad de la generación renovable.

La estrategia del algoritmo se evalúa a través de la formulación y solución del problema de optimización de acuerdo con los siguientes criterios: Los costes relacionados con los recursos (combustibles fósiles, operación del sistema, etc.) deben ser minimizados, y el uso de la energía renovable generada (eólica) junto con los dispositivos de almacenamiento deben ser maximizados, tomando en cuenta las limitaciones de capacidad, carga y descarga.

El algoritmo se aplica de forma recursiva, lo que significa que los puntos de referencia se vuelven a calcular cada vez que hay un nuevo estado operativo. La base de datos puede actualizarse en cualquier momento durante el funcionamiento del sistema, permitiendo tomar en cuenta los cambios en el precio del combustible, indisponibilidad y cualquier otro factor perturbador que pueda afectar la validez de las estrategias operativas actuales.

5.1 Parámetros del sistema eléctrico de potencia de Loja

El Sistema Eléctrico de Potencia de la EERSSA recibe la potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado S.N.I. a través de la línea de transmisión radial Cuenca-Loja de una sola toma, por medio de una línea de transmisión de 134.2 km, aislada para 138 kV, con conductor 397.5 MCM (1 MCM = 1000 *circular mil* = $506.7 \times 10^{-3} \text{mm}^2$). Esta línea de transmisión debido a las exigencias de la regulación vigente de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, es obligatorio mantener en estado estable en las barras de 138 kV, con un voltaje mínimo de 0.95 pu, (Fig. 4. 39).

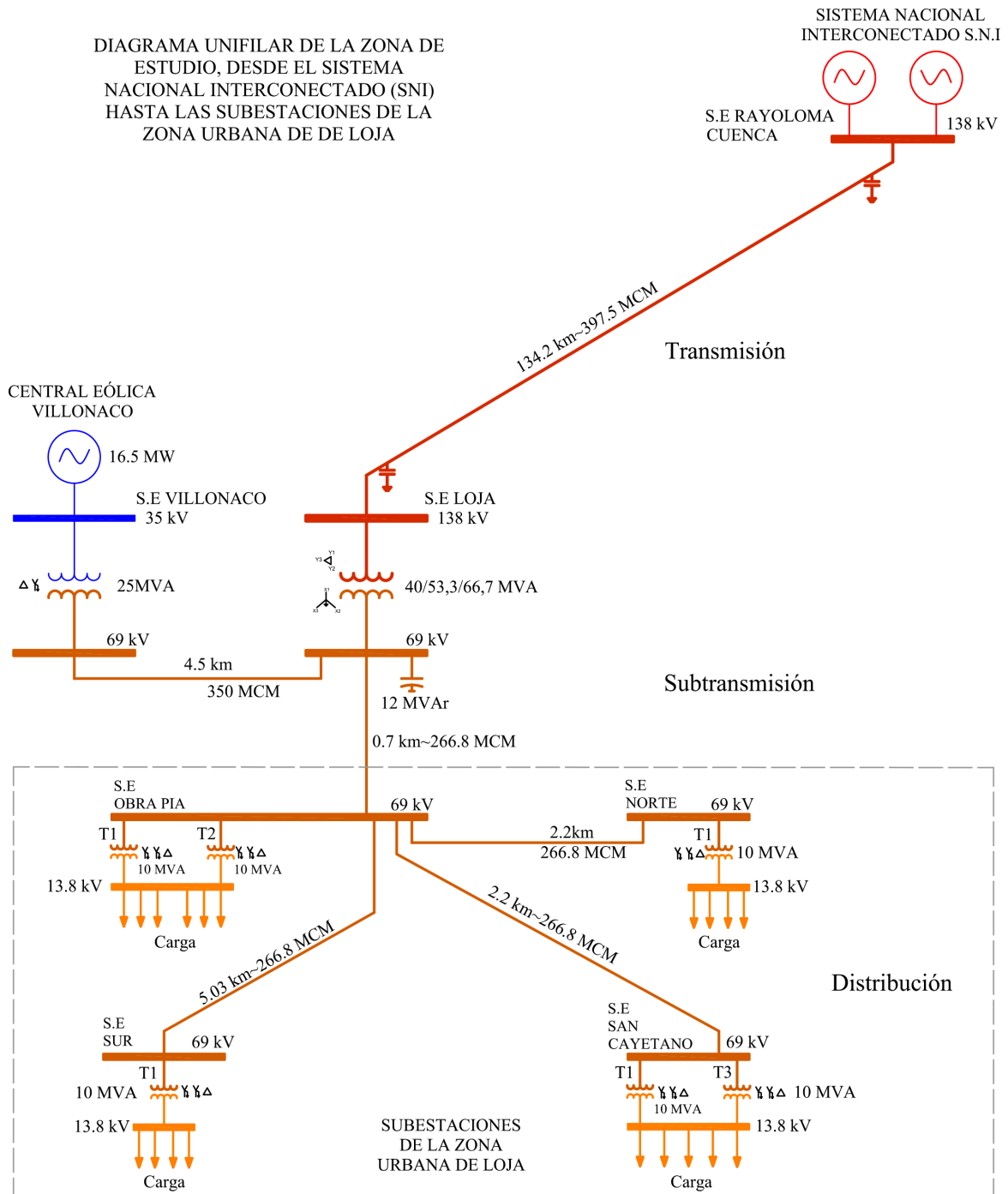


Fig. 4. 39. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Loja

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la Fig. 4. 39 se muestran el diagrama unifilar del sistema eléctrico de la zona de estudio. La línea de transmisión Cuenca – Loja se origina en la S/E Rayoloma (Cuenca) y llega a la S/E Loja, de propiedad de TRANSELECTRIC S.A., ubicada en el sector Obrapía, área periférica al Oeste de la ciudad de Loja; en la cual se realiza la reducción del nivel de tensión de 138 kV a 69 kV, mediante un autotransformador trifásico de 40/53/66 MVA.

Finalmente, la zona urbana de Loja recibe potencia y energía del sistema eléctrico de potencia (SEP) de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA) a través de la subestación Loja, ubicada en el sector Obrapía, en donde por medio de líneas de subtransmisión a 69 kV realiza la distribución a las subestaciones Obrapía, San Cayetano, Sur y Norte.

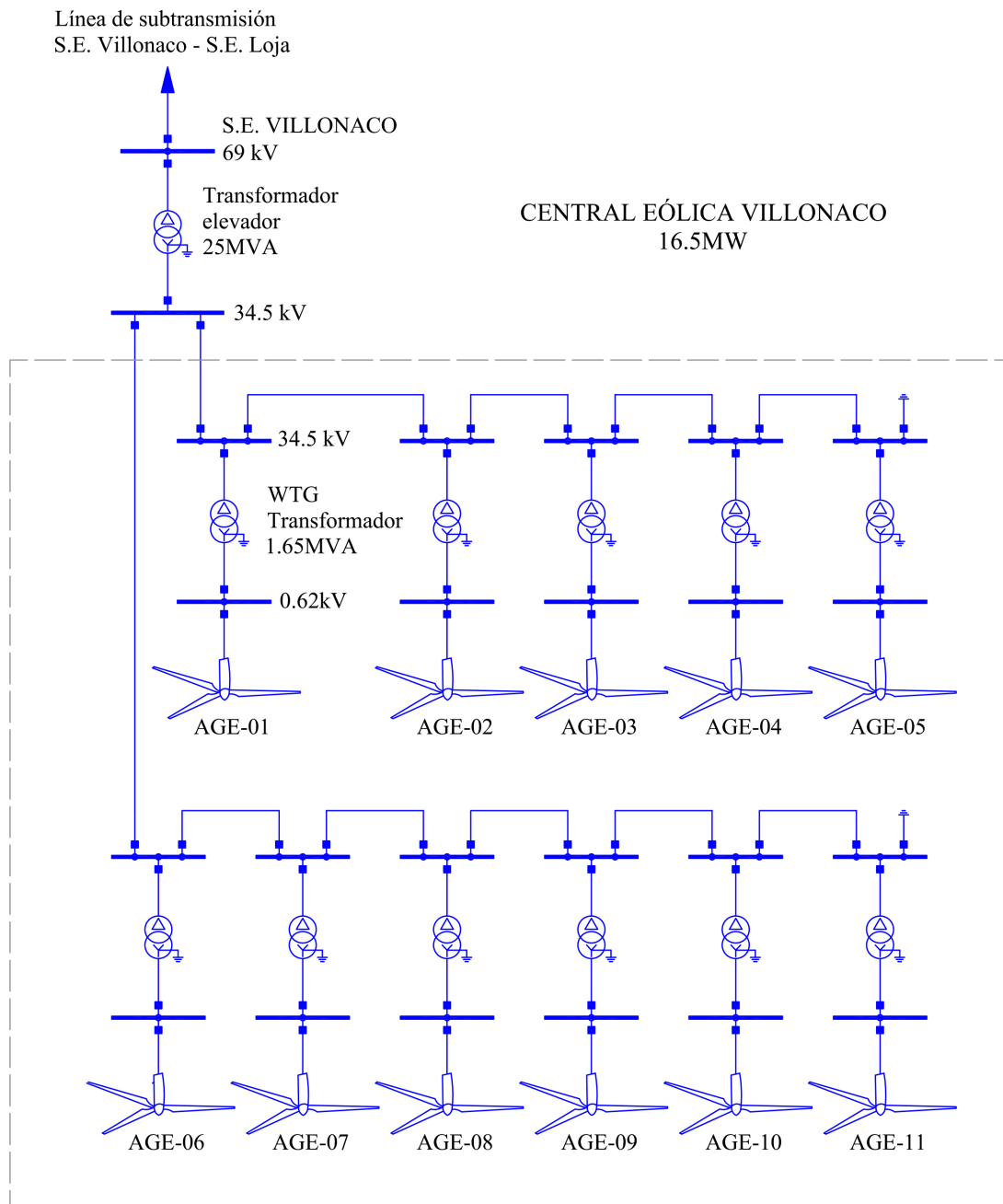


Fig. 4. 40. Diagrama unifilar de la Central Eólica Villonaco

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

La Central Eólica Villonaco consta de 11 aerogeneradores de 1.5 MW cada uno, por tanto, la potencia instalada es de 16.5 MW. Cada aerogenerador tiene un transformador Pad-Mounted que eleva la tensión de 620 V a 34.5 kV, posteriormente en la subestación Villonaco se eleva la tensión

de 35 kV a 69 kV con un transformador de potencia de 25 MVA y es entregada la energía al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de la subestación Loja. En la Fig. 4. 40 se muestra el diagrama unifilar de la Central Eólica Villonaco.

Los sistemas reales son complejos y para modelar muchas veces se asume que la potencia de las cargas, en la presente investigación se toman datos reales y en tiempo real. Esto permitió estudiar el efecto de la variación real de carga con el tiempo, determinando así los patrones de potencia demandada. El modelo de la red representa los distintos elementos del sistema (líneas, transformadores, centrales generadoras, reactancias y condensadores). En la Tabla 4. 7 se presentan los parámetros eléctricos de los generadores y transformadores de potencia de la red eléctrica.

Parámetros de los componentes de la red en estudio			
Componente	Tensiones nominales (KV)	Potencia nominal (MVA)	Parámetros
Generadores	0.69 (0.62/0.69 inversor)	1.65MVA (1.5MW)	-
Transformadores TR1 a TR11 (aerogeneradores)	0.62/34.5	1.65MVA	$I_Z = 5.99\%$
Transformador TR1 S.E. Villonaco	34.5/69	25	$Z = 9\%$ $X/R = 38$
Autotransformador TR1 S.E Loja S.N.I	138/69	40/53.3/66.7	$X_{cc} = 4.40\%$
Transformador TR1 S.E. Obrapia	69/13.8	10/12.5	$X_{cc} = 7.74\%$
Transformador TR2 S.E. Obrapia	69/13.8	10	$X_{ps} = 7.73\%$ $X_{pt} = 13.13\%$ $X_{st} = 3.46\%$ $X_0 = 6.68\%$
Transformador TR1 S.E. San Cayetano	69/13.8	10	$X_{cc} = 6.86\%$
Transformador TR3 S.E. San Cayetano	69/13.8	10	$X_{ps} = 6.20\%$ $X_{pt} = 10.36\%$ $X_{st} = 3.36\%$ $X_0 = 5.63\%$
Transformador TR1 S.E. Norte	69/13.8	10	$X_{ps} = 7.78\%$ $X_{pt} = 13.15\%$ $X_{st} = 3.46\%$ $X_0 = 6.70\%$
Transformador TR1 S.E. Sur	69/13.8	10	$X_{ps} = 7.79\%$ $X_{pt} = 13.13\%$ $X_{st} = 3.46\%$ $X_0 = 6.70\%$

Tabla 4. 7. Parámetros de los componentes del sistema eléctrico

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la primera etapa de optimización de una red, es necesario resolver el problema denominado de flujo de potencias. Esta herramienta es fundamental para estudiar un sistema de transporte o de distribución de energía eléctrica en régimen permanente y para poder tomar las medidas oportunas, tanto desde el punto de vista de la explotación como de la planificación del sistema eléctrico.

El problema básicamente es: tomando las potencias demandadas por los consumidores y las suministradas por los generadores, calcular las tensiones en cada uno de los nudos, en régimen permanente y equilibrado, así como los flujos de potencia activa y reactiva a través de los elementos (líneas, transformadores, reactancias y condensadores). Todo esto con el objetivo de optimizar el sistema eléctrico.

Para resolver el sistema trifásico es útil aplicar el Sistema por Unidad, teniendo en cuenta las impedancias porcentuales de cada transformador. La utilidad del sistema por unidad es convertir todas las impedancias del sistema a impedancias en por unidad y rediseñar el circuito sin tener que preocuparse por los diferentes niveles de voltaje de cada transformador y se determina la corriente en cada parte del sistema trifásico.

El Sistema por Unidad (*per-unit pu*) es una normalización simplificadora de la cuantificación de las variables del sistema eléctrico, se conoce con el nombre de normalización por unidad (p.u.). El procedimiento es conveniente cuando existen varios niveles de tensión y consiste en tomar unos valores base para las distintas magnitudes tensión, corriente, impedancia, potencia, etc., y definir la correspondiente magnitud en tanto por unidad (Venkatesh et al. 2017).

$$\text{Magnitud por unidad} = \frac{\text{Magnitud real}}{\text{Valor base}} \quad (4.5)$$

5.2 Sistema por unidad del sistema eléctrico de la zona de estudio

El primer paso para pasar las expresiones eléctricas (potencia, tensión, corriente, impedancia) de un sistema de potencia a valores en por unidad es dividir el sistema en diferentes secciones en función de los niveles de tensión. En este estudio, hay 8 transformadores que dividen el sistema en cuatro secciones de diferentes voltajes 138, 69, 34.5, y 13.8kV. Se seleccionó un transformador y su voltaje secundario como voltaje base en la sección de 13.8kV, y luego se usó las relaciones de transformación para determinar las bases restantes (Fig. 4. 41).

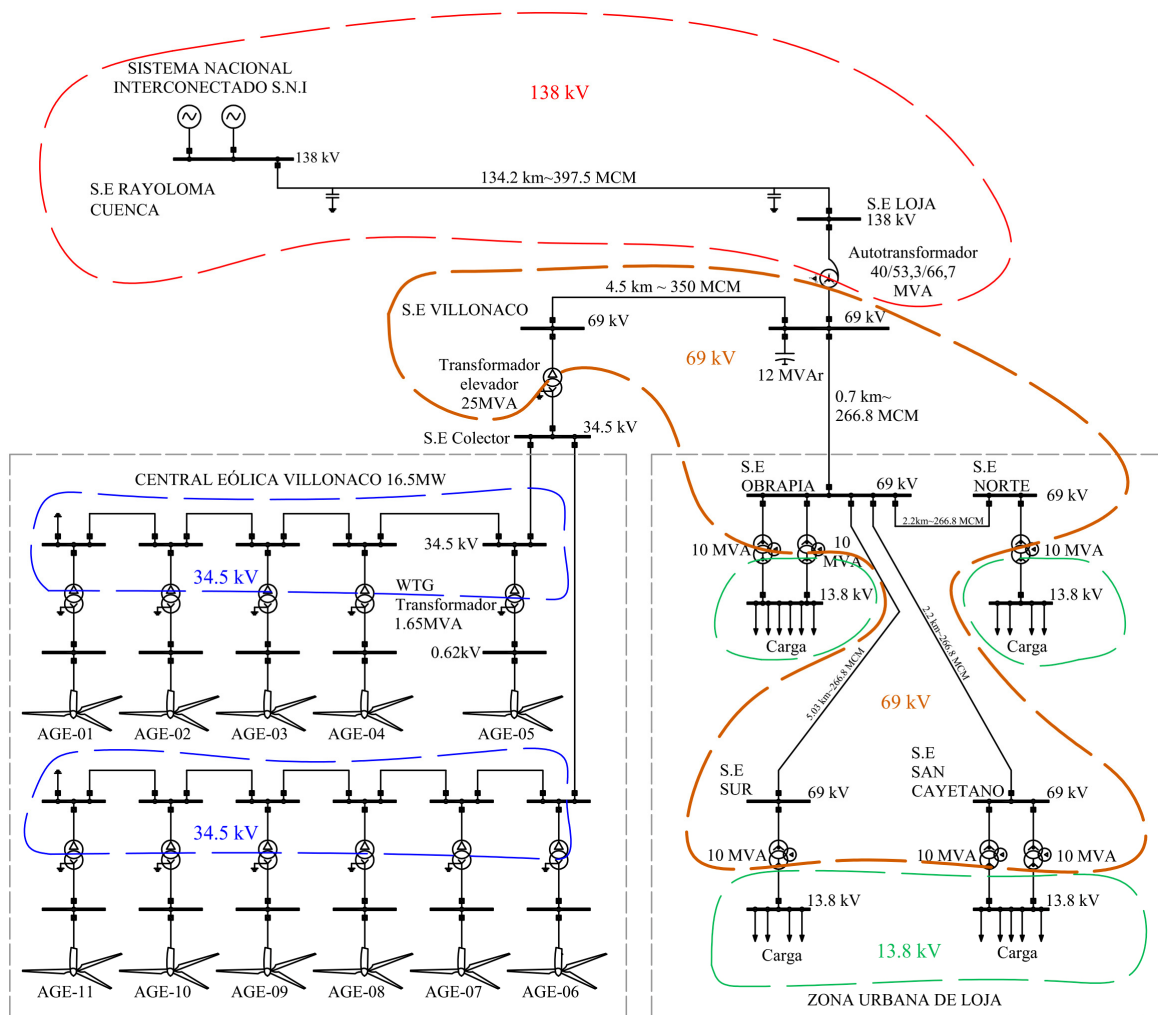


Fig. 4. 41. División de niveles de tensión del sistema eléctrico

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

Luego de dividir el sistema según los niveles de tensión V_B , se elige una potencia base S_B . En este caso de estudio utilizó una potencia base S_B de 100MVA, y se calcula la impedancia base Z_B para cada sección con la siguiente ecuación:

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} \quad (4. 6)$$

En la Tabla 4. 8 se muestra los valores de las impedancias base para cada sección de tensión:

Impedancias base para cada sección de tensión [Ω]				
Voltaje V_B [kV]	138	69	34.5	13.8
Impedancia Z_B [Ω]	190.44	47.61	11.9025	1.9044

Tabla 4. 8. Impedancias base para cada nivel de tensión

La representación del sistema de potencia depende del análisis que se pretenda realizar; en general se realizan dos formas de diagramas, uno es una representación general del sistema, de carácter informativo (Diagrama unifilar, Fig. 4. 41), y otra es más exhaustiva y particular a cada uno de los elementos que conforman el sistema de potencia con sus valores (Diagrama de Impedancia). Para obtener las impedancias de los componentes del sistema en por unidad, se calculan utilizando la siguiente fórmula:

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_B} \quad (4. 7)$$

Antes de abordar los transformadores en la Tabla 4. 9 se muestran los resultados de las impedancias correspondientes a las líneas de transmisión en por unidad.

$$Z_{Linepu} = \frac{Z_{Line}}{Z_B} \quad (4. 8)$$

Se calculan las impedancias L1 (S.E Rayoloma Cuenca - S/E Loja), L2 (S/E Villonaco - S/E Loja), L3 (S/E Loja - S/E Obrapía), L4 (S/E Obrapía - S/E Sur), L5 (S/E Obrapía - S/E San Cayetano) y L6 (S/E Obrapía - S/E Norte), como se muestra a continuación:

Líneas de transmisión	Impedancias de las líneas Z_{Line} en Ω / Z_B en Ω	Impedancias de las líneas en p.u.
L1: S.E Rayoloma Cuenca – S/E Loja	9.877+j33.52/190.44	0.0518641+j0.1760134
L2: S/E Villonaco - S/E Loja	0.469+j2.438/47.61	0.00985087+j0.05120773
L3: S/E Loja – S/E Obrapía	0.153+j0.398/ 47.61	0.003213611+j0.008359588
L4: S/E Obrapía – S/E Sur	1.101+j2.864/ 47.61	0.02312539+j0.06015543
L5: S/E Obrapía – S/E San Cayetano	0.481+j1.252/ 47.61	0.01010292+j0.026297
L6: S/E Obrapía – S/E Norte	0.481+j1.252/ 47.61	0.01010292+j0.026297

Tabla 4. 9. Impedancias de las líneas en p.u.

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

Las mediciones de los usos eléctricos agregados se realizaron en los alimentadores de las subestaciones en el periodo mayo 2015 - abril 2016. Para ejemplarizar la metodología se presentan en la Tabla 4. 10 los valores de las impedancias de las cargas valle y pico de las subestaciones Obrapía, San Cayetano, Sur y Norte en valores por unidad.

$$Z_{loadpu} = \frac{Z_{load}}{Z_B} \quad (4. 9)$$

El modelo de carga representa matemática de la relación que existe entre la potencia activa y reactiva de la carga conectada a una barra, y la magnitud del voltaje y la frecuencia de la barra de

alimentación de la red. Las cargas especificadas P y Q se analizan en un tiempo discreto, por tanto, se consideran pseudoconstantes (estado estacionario).

Alimentadores	Impedancias de las cargas Z_{load}				Impedancias de las cargas en p.u	
	Carga Valle		Carga pico		Carga Valle	Carga pico
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q(kVAr)	pu	pu
S.E. Obrapía	4352	j1030.327	9788	j1972.851	0.04352+j0.01030	0.09788+j0.01972
S.E. San Cayetano	3307.735	j312.285	8042.141	j1030.235	0.03307+j0.0312	0.08042+j0.01030
S.E. Norte	1822.245	j750.990	3930.923	j1199.88	0.01822+j0.00750	0.03930+j0.01199
S.E. Sur	2139.971	j699.961	5187.159	j1108.803	0.02139+j0.00699	0.05187+j0.01108

Tabla 4. 10. Parámetros de los componentes del sistema eléctrico

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

El modelo estacionario expresa la potencia activa y reactiva para cualquier instante de tiempo como una función del voltaje en la barra y la frecuencia para el mismo instante de tiempo. Este análisis se asume que el modelo es equivalente al Modelo de Carga de Potencia Constante, puesto que la carga en un tiempo discreto no varía con respecto a los cambios en la magnitud del voltaje.

Se determinan las impedancias en por unidad de los transformadores. Las impedancias de los transformadores las obtenemos de las especificaciones del fabricante en porcentaje referida al lado de alta o baja tensión y a la potencia base de la misma. Esto significa que, para calcular el porcentaje de impedancia de los transformadores, en algunos casos es necesario realizar un cambio de base en por unidad utilizando la siguiente fórmula:

$$Z_{pu_{new}} = Z_{pu_{old}} \times \left(\frac{V_{old}}{V_{Bnew}} \right)^2 \times \frac{S_{Bnew}}{S_{old}} \quad (4. 10)$$

Donde, S_{Bnew} y V_{Bnew} son las bases elegidas para cada sección del sistema, S_{old} y V_{old} serán la tensión y potencia nominal del transformador.

Subestaciones	Potencia (MVA)	Impedancias de los transformadores en %	Impedancias de los transformadores en p.u
S.E Loja T1	40/53.3/66.7	$X_{cc} = 4.4\%$	0.06596702
S.E Villonaco T1	25	$X_{cc} = 9\%, X/R = 38$	0.0023676+j0.08996885
S.E. Obrapía T1	10/12.5	$X_{cc} = 7.74\%$	0.774
S.E. Obrapía T2	10	$X_{cc} = 7.73\%$	0.773
S.E. San Cayetano T1	10	$X_{cc} = 6.86\%$	0.686
S.E. San Cayetano T3	10	$X_{cc} = 6.20\%$	0.62
S.E. Norte T1	10	$X_{cc} = 7.78\%$	0.778
S.E. Sur T1	10	$X_{cc} = 7.79\%$	0.779

Tabla 4. 11. Impedancias de los transformadores en p.u.

Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la Tabla 4. 11, se muestra los transformadores de las subestaciones del sistema. Con todos los parámetros del sistema en por unidad (pu), se procede a representar el diagrama de impedancia de la red de distribución de la ciudad de Loja, Ecuador.

de todos los buses de la red, la potencia real y reactiva fluye en cada línea y transformador, conocidas la generación y los usos eléctricos. En el caso de estudio los valores se los ingresa cada 15 minutos, por lo que, los resultados que se muestran en la Tabla 4. 12, son en base a la carga pico promediada del periodo de análisis.

Power Flow Solution by Newton-Raphson Method Maximum Power Mismatch = 8.39361e-06 No. of Iterations = 3						
Línea*		Potencia & flujo de línea			Pérdidas de línea	
desde	a	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar
1.00		10.57	-2.78	10.93		
	2.00	10.57	-2.78	10.93	0.06	0.12
2.00		0.00	0.00	0.00		
	1.00	-10.50	2.91	10.90	0.06	0.12
	3.00	10.50	-2.91	10.90	0.00	0.08
3.00		0.00	12.00	12.00		
	2.00	-10.50	2.98	10.92	0.00	0.08
	6.00	26.97	6.34	27.70	0.02	0.06
	5.00	-16.47	2.68	16.68	0.03	0.14
4.00		16.50	-2.29	16.66		
	5.00	16.50	-2.29	16.66	0.01	0.25
5.00		0.00	0.00	0.00		
	4.00	-16.49	2.54	16.69	0.01	0.25
	3.00	16.49	-2.54	16.69	0.03	0.14
6.00		0.00	0.00	0.00		
	3.00	-26.95	-6.27	27.67	0.02	0.06
	7.00	3.93	1.32	4.15	0.00	0.00
	8.00	5.19	1.34	5.36	0.01	0.02
	9.00	8.05	1.25	8.14	0.01	0.00
	10.00	4.89	1.18	5.03	0.00	0.12
	12.00	4.89	1.18	5.03	0.00	0.20
7.00		0.00	0.00	0.00		
	6.00	-3.93	-1.32	4.15	0.00	0.00
	13.00	3.93	1.32	4.15	0.00	0.08
8.00		0.00	0.00	0.00		
	6.00	-5.18	-1.32	5.35	0.01	0.02
	16.00	5.18	1.32	5.35	0.00	0.14
9.00		0.00	0.00	0.00		
	6.00	-8.04	-1.25	8.14	0.01	0.00
	19.00	4.22	0.65	4.27	0.00	0.05
	21.00	3.82	0.59	3.86	0.00	0.10

* la numeración de la columna **Línea** se corresponde con la numeración de la Fig. 4. 42.

Tabla 4.12. Flujo de línea & potencia

Fuente: elaboración propia

Continuación de Tabla 4. 12

Power Flow Solution by Newton-Raphson Method						
Maximum Power Mismatch = 8.39361e-06						
No. of Iterations = 3						
Línea*		Potencia & flujo de línea			Pérdidas de línea	
desde	a	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar
10.00		0.00	0.00	0.00		
	6.00	-4.89	-1.06	5.01	0.00	0.12
	11.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	12.00	4.89	1.06	5.01	0.00	0.08
11.00		0.00	0.00	0.00		
	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12.00		-9.78	-1.97	9.98		
	6.00	-4.89	-0.98	4.99	0.00	0.20
	10.00	-4.89	-0.99	4.99	0.00	0.08
13.00		0.00	0.00	0.00		
	7.00	-3.93	-1.24	4.12	0.00	0.08
	14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	15.00	3.93	1.24	4.12	0.00	0.05
14.00		0.00	0.00	0.00		
	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15.00		-3.93	-1.19	4.11		
	13.00	-3.93	-1.19	4.11	0.00	0.05
16.00		0.00	0.00	0.00		
	8.00	-5.18	-1.19	5.32	0.00	0.14
	17.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	18.00	5.18	1.19	5.32	0.00	0.09
17.00		0.00	0.00	0.00		
	16.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18.00		-5.18	-1.10	5.30		
	16.00	-5.18	-1.10	5.30	0.00	0.09
19.00		0.00	0.00	0.00		
	9.00	-4.22	-0.61	4.27	0.00	0.05
	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	21.00	4.22	0.61	4.27	0.00	0.06
20.00		0.00	0.00	0.00		
	19.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21.00		-8.04	-1.03	8.11		
	9.00	-3.82	-0.49	3.85	0.00	0.10
	19.00	-4.22	-0.54	4.26	0.00	0.06
Pérdidas totales					0.14	1.64

* la numeración de la columna Línea se corresponde con la numeración de la Fig. 4. 42.

Tabla 4. 12. Flujo de línea & potencia

Fuente: elaboración propia

El problema formulado se implementó y solucionó en una plataforma para la optimización desarrollada en el software R. En el algoritmo iterativo propuesto, distribuye recursos en un momento específico del tiempo, y la unidad de almacenamiento se carga solo cuando la producción renovable es mayor que la demanda de carga. Las pruebas tuvieron como objetivo la optimización del sistema eléctrico equivalente de la zona urbana de Loja, durante las condiciones operativas típicas en un periodo de 24 horas. En la Tabla 4. 13, se muestran los datos de generación y usos eléctricos del 07 de mayo de 2015.

HORA	USOS ELÉCTRICOS								GENERACIÓN	
	S.E. OBRAPIA		S.E. NORTE		S.E. SAN CAYETANO		S.E. SUR		S.E. VILLONACO	
	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
0:00:00	5 080.80	1 317.30	1 999.00	883.00	4 041.20	554.30	2 650.30	748.00	16 965.40	- 613.80
1:00:00	4 535.30	1 169.80	1 874.80	848.80	3 635.10	450.10	2 333.80	713.00	16 756.90	- 647.40
2:00:00	4 343.00	1 150.80	1 804.80	836.00	3 490.30	449.60	2 242.00	724.50	16 750.30	- 634.00
3:00:00	4 223.80	1 106.00	1 784.00	818.50	3 413.90	422.20	2 197.80	710.50	16 994.70	- 676.80
4:00:00	4 270.50	1 118.00	1 835.00	836.00	3 446.00	446.10	2 213.50	713.50	16 997.60	- 674.20
5:00:00	4 739.00	1 107.50	2 077.30	833.00	3 747.40	455.60	2 475.80	721.30	17 008.70	- 664.60
6:00:00	5 986.00	1 085.30	2 332.50	777.50	4 429.00	385.50	3 010.80	695.80	16 998.90	- 674.60
7:00:00	6 154.80	1 228.30	2 072.30	805.50	5 015.20	486.20	2 919.80	751.30	16 987.90	- 672.40
8:00:00	6 518.50	1 506.00	2 061.50	930.00	5 846.00	674.90	2 982.00	820.30	16 960.70	- 729.70
9:00:00	6 985.30	1 752.00	2 114.50	1 034.50	6 664.80	888.60	3 003.30	907.00	15 634.10	- 575.00
10:00:00	7 235.50	1 895.80	2 133.80	1 066.30	6 991.70	988.00	3 032.80	930.30	16 155.10	- 643.50
11:00:00	7 367.00	1 911.00	2 142.80	1 048.80	7 189.50	1 024.10	3 170.50	934.50	16 963.30	- 741.00
12:00:00	7 237.50	1 760.00	2 049.50	981.30	7 049.00	918.80	3 051.80	887.30	16 531.80	- 677.10
13:00:00	6 986.30	1 698.80	2 088.00	1 007.00	6 602.80	897.70	2 968.30	910.00	16 745.70	- 692.20
14:00:00	7 283.80	1 857.00	2 196.30	1 019.00	6 507.60	894.10	3 079.80	979.80	16 972.90	- 707.30
15:00:00	7 427.00	1 847.00	2 128.50	991.00	6 912.90	910.80	3 096.80	933.50	16 310.90	- 641.50
16:00:00	7 296.50	1 711.80	2 196.00	1 015.30	7 068.50	856.70	3 085.00	898.30	16 118.00	- 631.30
17:00:00	7 345.30	1 676.30	2 247.30	979.80	7 071.90	846.10	3 157.50	863.30	15 050.60	- 491.20
18:00:00	8 681.00	1 512.80	2 840.30	954.50	7 857.90	775.20	3 984.80	813.30	15 180.20	- 505.20
19:00:00	9 901.80	1 545.80	3 520.00	971.80	8 289.30	754.90	4 894.30	811.80	15 379.40	- 477.90
20:00:00	9 431.30	1 395.80	3 533.50	906.00	7 593.50	675.50	4 940.30	781.80	15 062.40	- 413.00
21:00:00	8 665.80	1 254.80	3 181.30	859.00	6 888.10	563.50	4 562.30	722.00	15 374.40	- 467.20
22:00:00	7 461.00	1 208.80	2 760.00	863.00	5 921.50	501.00	3 924.80	708.50	15 928.50	- 513.10
23:00:00	6 204.00	1 304.50	2 298.80	878.30	4 963.50	587.00	3 230.00	754.00	15 235.20	- 366.10

Tabla 4. 13. Potencia activa (kW – Kilovatios) & reactiva (kVAr - Kilovoltamperio reactivo)

Fuente: elaboración propia

La producción de energía renovable y los usos eléctricos fueron extraídos de la base de datos generada en la primera fase de la investigación. Se analiza las potencias activa y reactiva en la hora pico y valle respectivamente, y la influencia de la generación de la Central Eólica Villonaco de 16.5 MW. Además, y se considera la presencia de un sistema de almacenamiento por bombeo

(hidroeléctrica reversible) de 15 MW con un tiempo de carga/descarga de 10 h. Se asume que el sistema de almacenamiento es el equivalente al agua que se deja de consumir de los embalses del Sistema Nacional Interconectado, o es equivalente a una planta de generación térmica.

Si tomamos como ejemplo una central hidroeléctrica reversible para el almacenamiento de energía, su rango de operación va de 5 a 12 horas y los volúmenes de almacenamiento oscilan entre 0.5 a 12 hm³ de agua respectivamente, por tanto, los sistemas de almacenamiento tienen una relación directamente proporcional con su dimensión, lo cual sería una limitación física, tecnológica y económica que se ha de tener en cuenta en la planificación.

En la Tabla 4. 14, se presenta los resultados de la gestión de la energía de la Central Eólica Villonaco de 16.5 MW, con un sistema de almacenamiento equivalente para gestionar el excedente. Se analiza el día jueves 07 de mayo de 2015 desde las 00:00:00 hasta las 23:59:59

Tiempo (h)	Σ Usos (kWh)	Σ Generación (kWh)	Σ Almacenamiento (kWh)	Σ Carga (kWh)	Σ Descarga (kWh)	Σ Importación (kWh)
0:00:00	13 771.16	16 965.36	3 194.20	3 194.20	-	-
1:00:00	12 378.84	16 756.89	7 572.25	4 378.04	-	-
2:00:00	11 880.08	16 750.28	12 442.44	4 870.20	-	-
3:00:00	11 619.36	16 994.67	17 817.75	5 375.31	-	-
4:00:00	11 765.03	16 997.63	23 050.35	5 232.60	-	-
5:00:00	13 039.42	17 008.69	27 019.62	3 969.27	-	-
6:00:00	15 758.28	16 998.94	28 260.27	1 240.66	-	-
7:00:00	16 161.94	16 987.94	29 086.27	826.00	-	-
8:00:00	17 408.05	16 960.75	28 638.97	-	447.30	-
9:00:00	18 767.77	15 634.15	25 505.34	-	3 133.63	-
10:00:00	19 393.74	16 155.08	22 266.68	-	3 238.66	-
11:00:00	19 869.75	16 963.26	19 360.19	-	2 906.48	-
12:00:00	19 387.71	16 531.80	16 504.29	-	2 855.91	-
13:00:00	18 645.31	16 745.74	14 604.71	-	1 899.57	-
14:00:00	19 067.37	16 972.91	12 510.25	-	2 094.46	-
15:00:00	19 565.15	16 310.86	9 255.97	-	3 254.29	-
16:00:00	19 645.97	16 118.01	5 728.00	-	3 527.96	-
17:00:00	19 821.90	15 050.63	956.74	-	4 771.27	-
18:00:00	23 363.93	15 180.24	-	-	956.74	7 226.95
19:00:00	26 605.31	15 379.38	-	-	-	11 225.93
20:00:00	25 498.45	15 062.38	-	-	-	10 436.08
21:00:00	23 297.36	15 374.36	-	-	-	7 923.00
22:00:00	20 067.21	15 928.52	-	-	-	4 138.70
23:00:00	16 696.26	15 235.19	-	-	-	1 461.07
Total de energía importada del Sistema Nacional Interconectado S.N.I						1 767.15

Tabla 4. 14. Carga & descarga del sistema de almacenamiento

Fuente: elaboración propia

Para gestionar el excedente de generación, la escala horaria es la más adecuada, porque permite aplicar el concepto de balance neto y planificar en un tiempo discreto la proporción de energía renovable a suministrar cumpliendo con los requisitos mínimos de fiabilidad, así como el número de horas de suministro garantizado y el número mínimo de usuarios afectados por cortes de energía.

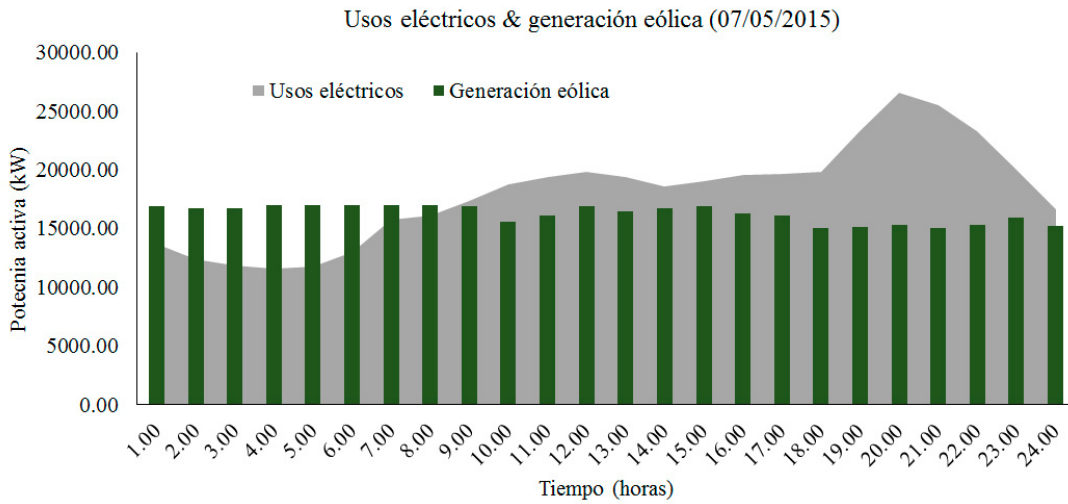


Fig. 4. 43. Caso estudio 24 horas
Fuente: elaboración propia

En la Fig. 4. 43 se muestra la generación de la central eólica y los usos eléctricos por horas del día jueves 07 de mayo de 2015. La gestión horaria de la energía es importante para la operación optima del sistema porque permite predecir los horarios en los que se producen excedentes y relacionarlos con los usos eléctricos, de esta manera se puede determinar las posibilidades de gestión de la demanda.

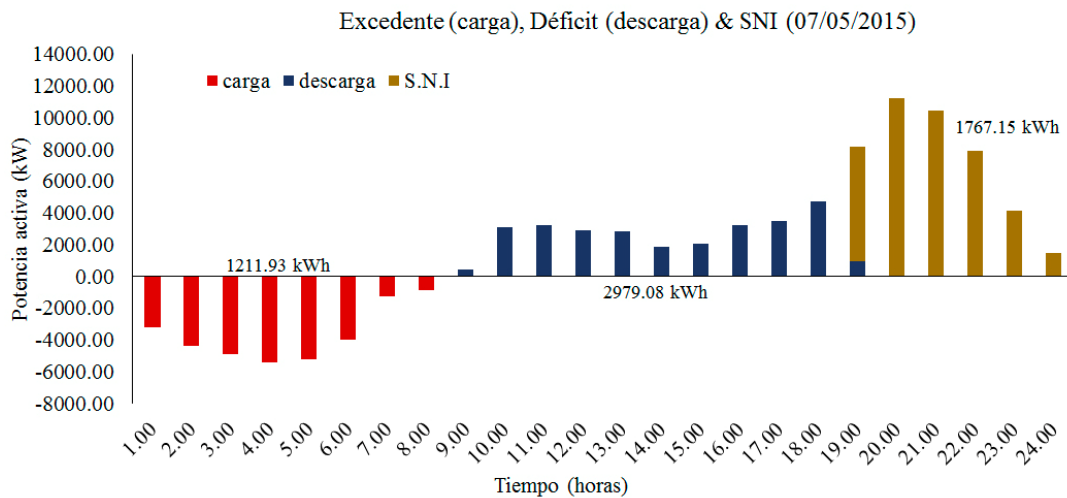


Fig. 4. 44. Caso de estudio optimización (07/05/2015)
Fuente: elaboración propia

La gestión óptima del sistema permite al operador del sistema ajustar los horarios en los que se producen excedentes para aprovechar al máximo la generación renovable y minimizar la energía importada del Sistema Nacional Interconectado. En la Fig. 4. 44 se plasman los resultados de un día de operación, desde 00:00:00 hasta 08:00:00 se produce un carga del sistema de almacenamiento de 1.21 MWh, desde 00:09:00 hasta las 18:00:00 descarga 2.9 MWh, y una importación del Sistema Nacional Interconectado de 1.7 MWh.

Tiempo	Carga		Generación		Coste	
	Horas	MW	Mvar	MW	Mvar	Real \$/h
0:00:00	13.76	3.47	13.794	-8.048	239.52	202.77
1:00:00	12.36	3.16	12.388	-8.456	235.46	202.77
2:00:00	11.87	3.14	11.896	-8.509	234.01	202.77
3:00:00	11.6	3.04	11.625	-8.627	233.27	202.54
4:00:00	11.75	3.09	11.775	-8.567	233.7	202.77
5:00:00	13.01	3.1	13.041	-8.471	237.36	202.77
6:00:00	15.74	2.92	15.784	-8.435	245.34	202.31
7:00:00	17.39	3.92	17.444	-7.284	246.53	203.24
8:00:00	13.76	3.47	13.794	-8.048	250.26	202.77
9:00:00	18.75	4.56	18.812	-6.51	254.34	202.77
10:00:00	19.38	4.86	19.447	-6.141	256.26	205.57
11:00:00	19.85	4.9	19.92	-6.049	257.69	208.15
12:00:00	19.36	4.53	19.427	-6.475	256.2	206.97
13:00:00	18.62	4.49	18.681	-6.593	253.95	205.10
14:00:00	19.04	4.72	19.104	-6.316	255.23	206.3
15:00:00	19.54	4.67	19.608	-6.313	256.75	207.44
16:00:00	19.62	4.46	19.688	-6.519	256.99	207.44
17:00:00	19.8	4.34	19.87	-6.616	257.59	207.91
18:00:00	23.35	4.04	23.446	-6.5	268.68	216.49
19:00:00	26.59	4.07	26.714	-6.014	279.02	224.29
20:00:00	25.49	3.74	25.604	-6.499	275.53	221.59
21:00:00	23.28	3.38	23.375	-7.159	268.43	216.25
22:00:00	20.06	3.26	20.131	-7.668	258.35	208.62
23:00:00	16.68	3.5	16.73	-7.77	248.06	203.00

Tabla 4. 15. Optimización del costo de operación por horas

Fuente: elaboración propia

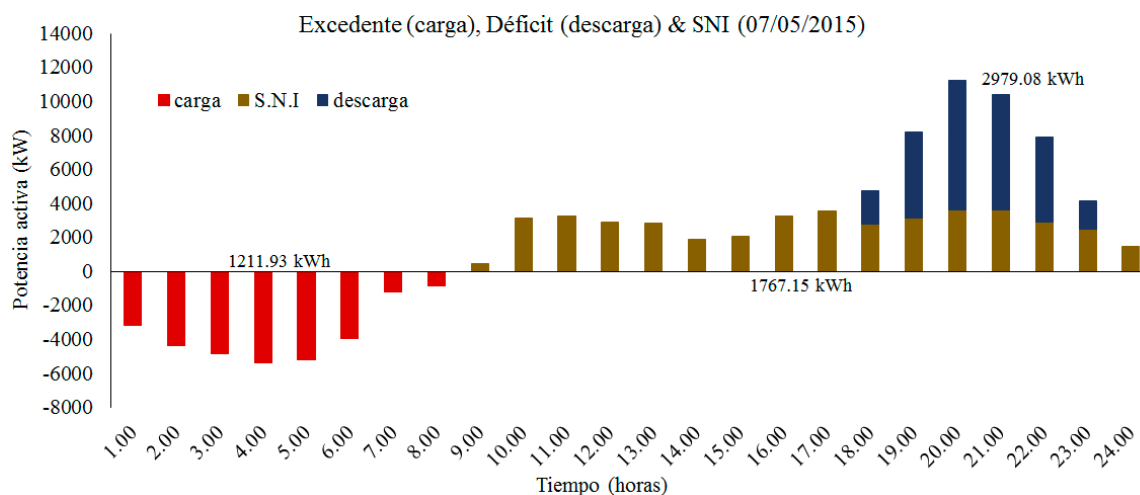


Fig. 4. 45. Caso de estudio optimización (07/05/2015)

Fuente: elaboración propia

La Fig. 4. 45 muestra los resultados de la optimización, cuando se produce un cambio de costos de la energía, se produce un desplazamiento en la operación de la central reversible, de esta manera se cubre los picos de demanda con la energía más barata. La estrategia de optimización se evalúa siguiendo varios criterios (combustibles fósiles, operación del sistema, etc.), por ejemplo, un cambio relacionado con el costo de los recursos se ve reflejado en la minimización.

	Carga en horas valle	Generación	Coste de operación	Carga en horas pico	Generación	Coste de operación
TOTAL	MW	MW	\$/h	MW	MW	\$/h
Real	11.6	11.65	233.72	26.93	27.06	280.71
Optimizado	11.6	11.62	231.54	26.93	27.00	275.95

Tabla 4. 16. Optimización en horas valle

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 4. 16 se presenta los resultados de la optimización en las horas valle del sistema de distribución de la ciudad de Loja. El precio de la energía en las horas valle es de 0.02 \$/kWh y optimizando es de 0.019 \$/kWh, por lo tanto, se ahorra un 1% por hora. En las horas pico se tiene un precio de 0.0104 \$/kWh y con la optimización se obtiene un precio de 0.0102 \$/kWh, por lo tanto, se ahorra un 1.69 % por hora.

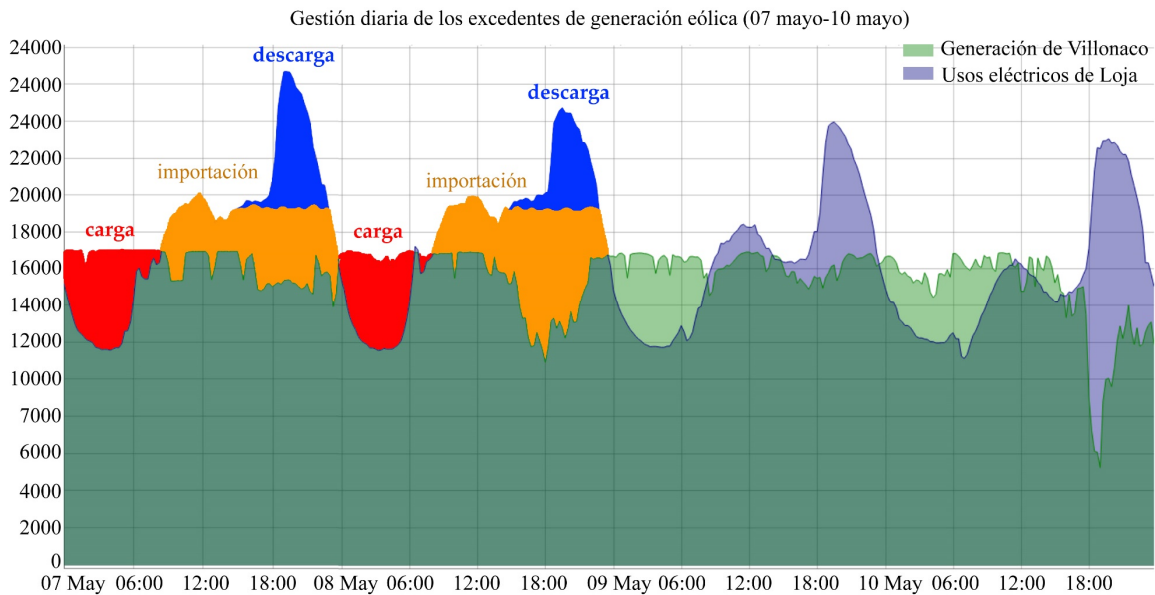


Fig. 4. 46. Gestión diaria del excedente (07 mayo – 10 mayo)

Fuente: elaboración propia

En el periodo del 05 al 10 de mayo de 2015 se determina un déficit de 254.01 MWh y un excedente de 125.69 MWh (Fig. 4. 46). En estos días la gestión del excedente de energía se realizaría con una central hidroeléctrica reversible equivalente. Esta central reversible permite cubrir los picos de demanda (se asume que es una hidroeléctrica reversible equivalente al agua que se deja de consumir de los embalses del SNI). La gestión diaria del excedente de generación renovable se modula para extraer el mayor beneficio para la comunidad, por tanto, es de suma importancia la socialización, democratización y descentralización del sistema energético.

5.3 Expansión de la Central Eólica Villonaco

La expansión de la Central Eólica Villonaco se basa en la simulación del recurso eólico realizada con la herramienta informática Meteodyn WT. Se determinó que se puede ampliar la capacidad de la central eólica hasta 35 MW, por lo que, se plantean dos casos de estudio: una expansión desde 16.5 MW a 28.5 MW, y otra de 16.5 a 33 MW, ambas con un factor de capacidad del 50 %.

Caso 1: Expansión de la Central Eólica Villonaco en un factor de 1.7.

Es este caso se aplica el proceso para evaluar la relación generación- usos. Se sincronizan los usos eléctricos con la generación de la Central Eólica expandida a 28.5 MW (10 % sobre la capacidad demandada en las horas pico), y se procede a diagnosticar el sistema.

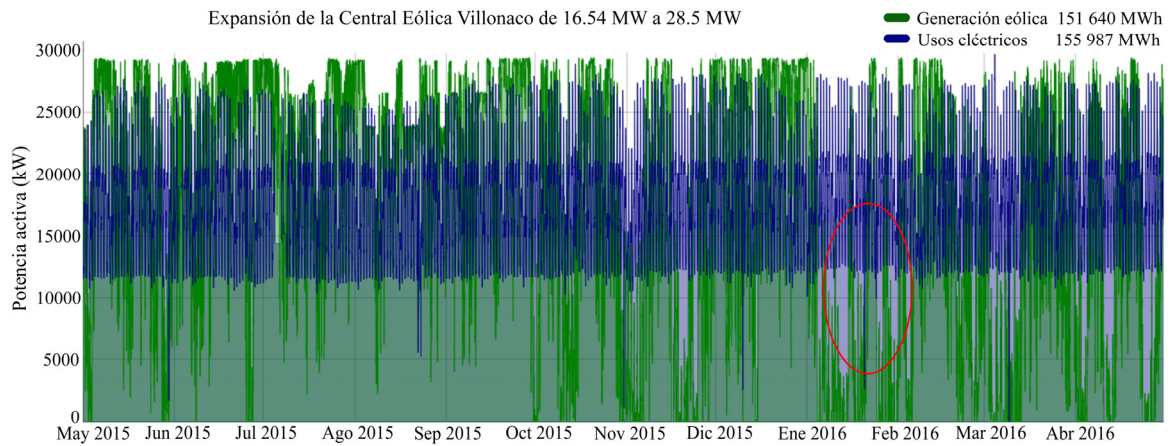


Fig. 4. 47. Expansión de la Central Eólica Villonaco en un factor de 1.7
Fuente: elaboración propia en base EERSSA-CELEC EP GEN SUR

Se observa que en el mes de enero mantienen los vacíos de generación (Fig. 4. 47), debido a la baja disponibilidad e intermitencia del recurso eólico, por lo tanto, ampliar la potencia instalada no soluciona el problema de las intermitencias y disponibilidad del recurso eólico, pero se obtiene un mayor excedente de generación, como se puede observar en la Fig. 4. 48.

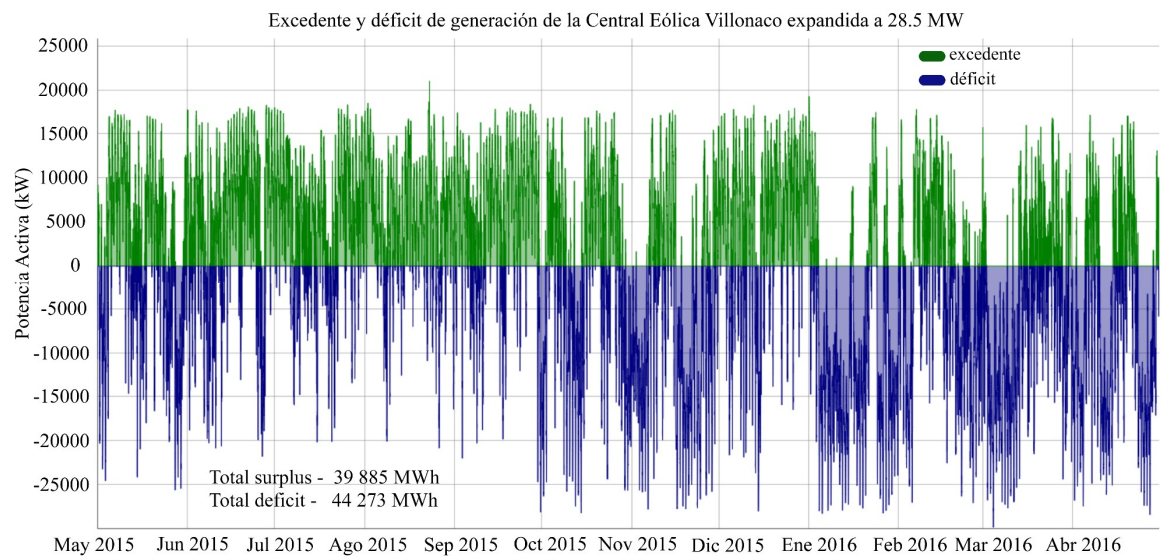


Fig. 4. 48. Excedente y déficit de la expansión de la Central Eólica Villonaco
Fuente: elaboración propia en base EERSSA-CELEC EP GEN SUR

Se determinó que el excedente de generación con la Central Eólica Villonaco ampliada en un factor de 1.7 es de 39 885 MWh, por lo tanto, el excedente de generación es 10% menor al déficit, como se puede ver en la Fig. 4. 48. Este resultado permite dimensionar sistemas de almacenamiento y plantear nuevos escenarios para la gestión de la energía, por ejemplo, un sistema de almacenamiento equivalente a una hidroeléctrica reversible para cubrir los vacíos de generación o

formas de gestión para acoplar los usos a la generación, lo cual es el nuevo paradigma de las energías renovables acopladas en sistemas tradicionales.

En este escenario de expansión de la Central Eólica, una gestión adecuada del excedente de generación con sistemas de almacenamiento (baterías, hidroeléctrica reversible), puede llegar a cubrir hasta 97 % de los usos eléctricos de la zona urbana de Loja, Ecuador. Esta afirmación se hace, asumiendo que el modo de operación de la red es aislado de la red principal, por lo tanto, se tienen que vencer las restricciones técnicas a las que está sujeto el sistema (capacidad almacenamiento, dimensiones físicas, recursos, etc.). En este caso el déficit de generación es mayor que el excedente, por lo tanto, se puede negociar el suministro de energía faltante con el Sistema Nacional Interconectado.

Tiempo (meses)	Generación (MWh)	Usos (MWh)	Excedente (MWh)	Déficit (MWh)	Cobertura directa (MWh)	Déficit neto (MWh)
may-15	13 745.23	13 014.89	3 469.87	2 739.53	10 275.36	730.35
jun-15	15 770.92	12 635.06	4 723.17	1 587.32	11 047.75	3 135.86
jul-15	16 545.09	12 792.96	4 721.91	969.77	11 823.18	3 752.13
ago-15	16 842.17	12 647.48	4 936.26	741.57	11 905.91	4 194.69
sep-15	17 013.49	12 788.82	5 276.72	1 052.06	11 736.76	4 224.67
oct-15	12 096.60	13 352.29	2 985.09	4 240.78	9 111.52	- 1 255.69
nov-15	8 362.89	12 835.18	1 859.90	6 332.19	6 502.99	- 4 472.29
dic-15	17 145.75	13 355.41	5 392.25	1 601.91	11 753.50	3 790.34
Jan16	6 013.93	13 469.37	1 292.76	8 748.20	4 721.16	- 7 455.44
feb-16	10 626.44	12 402.72	2 280.47	4 056.76	8 345.96	- 1 776.28
mar-16	9 062.47	13 521.88	1 351.89	5 811.30	7 710.58	- 4 459.41
Apr16	8 367.63	13 170.95	1 575.53	6 378.84	6 792.10	- 4 803.32
TOTAL	151 592.60	155 987.00	39 865.82	44 260.22	111 726.78	- 4 394.40

Tabla 4. 17. Gestión mensual la Central Eólica expandida a 28.5 MW

Fuente: elaboración propia

Se determina el que la Central Eólica Villonaco ampliada en un factor de 1.7 cubre directamente un 71 % (111 726 MWh) de los usos eléctricos de la zona urbana de Loja, de acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 4. 17. El déficit de generación es del 28 % (44 260 MWh) y el

excedente es del 25 % (39 865 MWh) respecto a los usos eléctricos de la zona urbana, por tanto, en este escenario el déficit neto es del 3 % (4 394 MWh).

Con estos resultados se puede concluir que durante 7 meses del año (mayo, junio, julio agosto, septiembre, octubre y diciembre) se puede gestionar la energía con un sistema de almacenamiento. Se necesitaría un sistema de almacenamiento con un rango de operación de aproximadamente 6 horas con una potencia instalada de 10 MW (por ejemplo, Baterías de flujo: Zn-Cl, Zn- Air, Zn-Br), y durante los 5 meses restantes (enero, febrero, marzo, abril y noviembre) se necesitaría comprar energía del Sistema Nacional Interconectado o negociar la energía con otras zonas urbanas que tengan recursos disponibles.

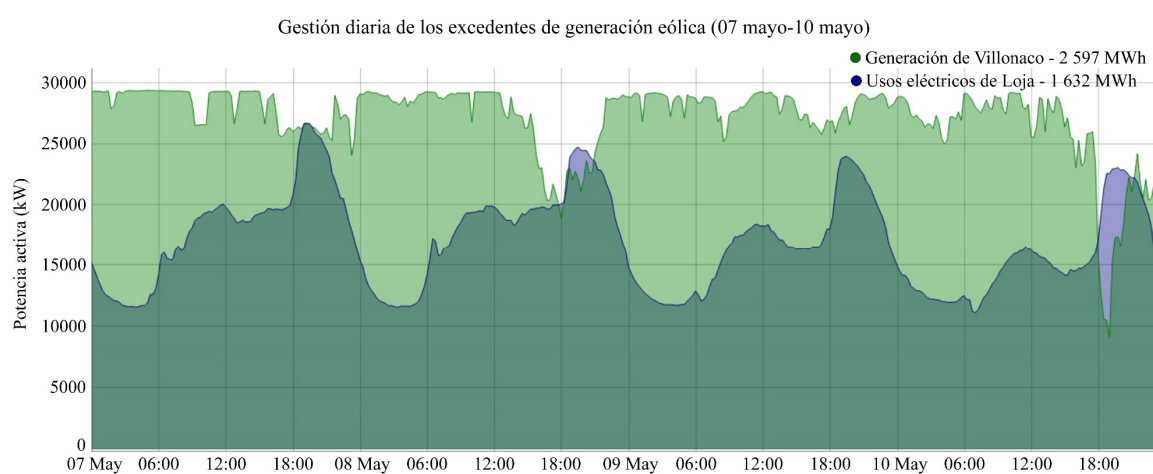


Fig. 4. 49. Gestión con Central eólica expandida a 28.5 MW (07 mayo – 10 mayo)

Fuente: elaboración propia

Se analiza el periodo del 07 al 10 de mayo, con la central eólica expandida a 28.5 MW (Fig. 4. 49). Se determinó un déficit de generación de 23.84 MWh y un excedente de 988.85 MWh. En estos días específicos el sistema tendría la capacidad de almacenar energía o exportar energía al Sistema Nacional Interconectado. En este sentido, si se analiza el periodo completo (mayo 2015 – abril 2016) aplicando el concepto de balance neto, se tiene un déficit de 4394.40 MWh a pesar de haber expandido la Central Eólica a 28.5 MW.

Caso 2: Expansión de la Central Eólica hasta un factor de 2.

En este caso la potencia instalada expandida es de 33MW (25% sobre el promedio de la capacidad demanda en las horas pico), y la generación es de 175 611 MWh (13 % más que los usos eléctricos 156 028MWh).

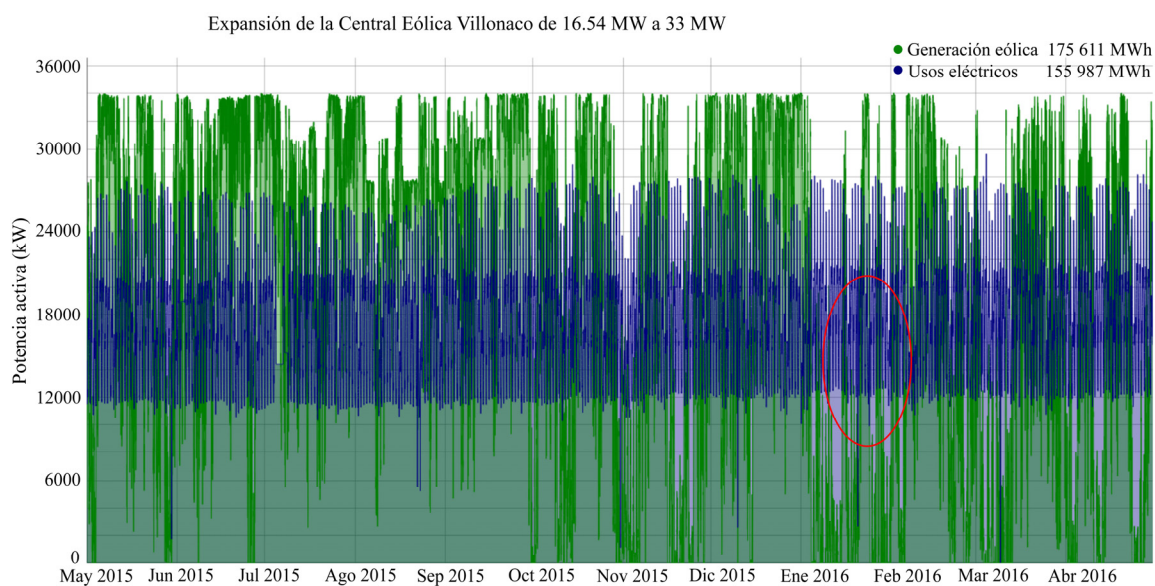


Fig. 4. 50. Expansión de la Central Eólica Villonaco en un factor de 2
Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

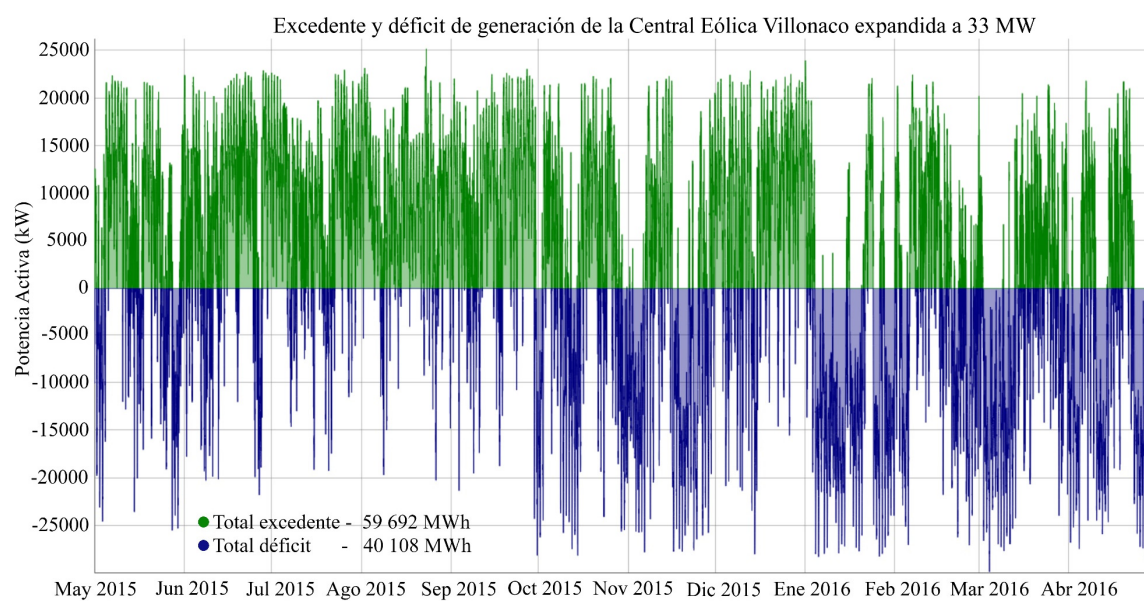


Fig. 4. 51. Excedente y déficit de la expansión de la Central Eólica Villonaco
Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En este escenario con la capacidad instalada expandida a 33 MW (Fig. 4. 51), se determinó que el excedente de generación es de 59 692 MWh, (32% mayor al déficit de 40 108 MWh). Este excedente posiblemente cubre el 100% de los usos eléctricos, pero se debe tomar en cuenta que la gestión está sujeta a los límites de los sistemas de almacenamiento y sus los rangos de operación.

Tiempo (meses)	Generación (MWh)	Usos (MWh)	Excedente (MWh)	Déficit (MWh)	Cobertura directa (MWh)	Déficit neto (MWh)
may-15	15 918.04	13 014.89	5 255.41	2 352.25	10 662.64	2 903.16
jun-15	18 263.95	12 635.06	6 947.44	1 318.55	11 316.51	5 628.89
jul-15	19 160.50	12 792.96	7 065.32	697.78	12 095.17	6 367.54
ago-15	19 504.54	12 647.48	7 363.89	506.84	12 140.64	6 857.06
sep-15	19 702.94	12 788.82	7 713.10	798.99	11 989.83	6 914.12
oct-15	14 008.81	13 352.29	4 478.51	3 822.00	9 530.29	656.51
nov-15	9 684.88	12 835.18	2 818.76	5 969.06	6 866.12	-3 150.30
dic-15	19 856.11	13 355.41	7 824.35	1 323.65	12 031.76	6 500.70
Jan16	6 964.59	13 469.37	1 901.69	8 406.46	5 062.91	-6 504.77
feb-16	12 306.24	12 402.72	3 495.45	3 591.93	8 810.79	-96.48
mar-16	10 495.04	13 521.88	2 299.60	5 326.44	8 195.44	-3 026.84
Apr16	9 690.37	13 170.95	2 501.90	5 982.48	7 188.47	-3 480.58
TOTAL	175 556.00	155 987.00	59 665.00	40 096.00	115 890.00	19 569.00

Tabla 4. 18. Gestión mensual la Central Eólica expandida a 33 MW

Fuente: elaboración propia

Se determina el que la Central Eólica Villonaco ampliada en un factor de 2 cubre directamente un 74 % (115 890 MWh) de los usos eléctricos de la zona urbana de Loja, de acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 4. 18. El déficit de generación es del 25 % (40 096 MWh) y el excedente es del 38 % (59 665 MWh) respecto a los usos eléctricos de la zona urbana, por tanto, en este escenario el excedente neto es del 12 % (19 568 MWh).

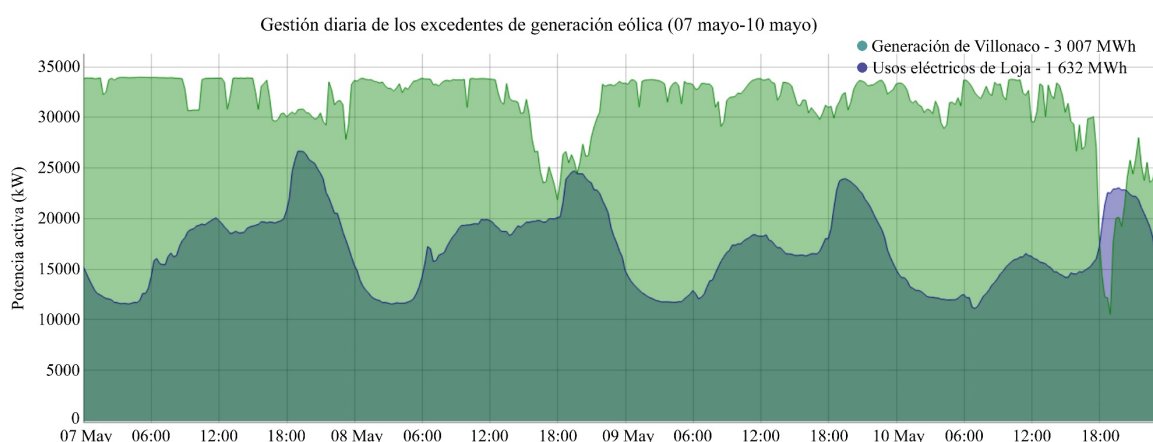


Fig. 4. 52. Gestión con Central expandida a 33 MW (07 mayo – 10 mayo)

Fuente: elaboración propia

Se analiza del 07 al 10 de mayo con la central eólica expandida a 33 MW (Fig. 4. 52). Se determinó un déficit de generación de 13.17 MWh y un excedente de 1 388.74 MWh. Estos días se consideran de alta autonomía porque el sistema tiene la capacidad de almacenar energía o exportar energía al Sistema Nacional Interconectado. En este sentido, si se analiza el periodo completo (mayo 2015 – abril 2016) aplicando el concepto de balance neto, se determina que la Central Eólica expandida a 33 MW tiene un excedente de 19 569 MWh.

Se debe tomar en cuenta que estos días (07 al 10 de mayo) son de alta autonomía porque se tiene generación renovable cuasi constante, por otro lado, se tienen días de muy baja generación (especialmente en el mes de enero) que demandarán necesariamente la compra de energía al Sistema Nacional Interconectado. Todo esto bajo la hipótesis que el sistema opera en modo aislado y que se cuenta con un sistema de almacenamiento equivalente.

La reflexión real es la comparación entre los excedentes de generación eólica y cantidad de bonos de energía o derechos de consumo generados por los excedentes aprovechables entregados al Sistema Nacional Interconectado. Ecuador es un país relativamente pequeño que solo cuenta con un Sistema Nacional Interconectado, por lo que, la gestión de la energía a nivel regional es factible.

5.4 Gestión de la demanda

La gestión de la demanda y los sistemas de almacenamiento son el nuevo paradigma de la distribución de la energía (Howell et al. 2017). Identificar y desplazar los consumos que conscientemente se pueden desplazar a las horas de generación renovable, para bajar los picos de la curva de demanda es un verdadero reto técnico-social que tiene que afrontar la nueva era de la gestión y educación energética.

Para avanzar hacia una gestión inteligente de la demanda, es importante entender los patrones y comportamientos de demanda, y proyectar cómo podrían cambiar. La demanda de energía de los usuarios es compleja, dada la amplia gama de factores tecnológicos y de comportamiento que están interrelacionados: ingresos, deseo de comodidad, elección de tecnología (bomba de calor, caldera de gas, calefón eléctrico) y el uso de la tecnología. Estos factores humanos y tecnológicos se combinan en configuraciones diferentes. La relación entre los factores del usuario individual y el uso de energía, y el contexto más amplio del suministro público de energía y la sociedad es compleja y está en un rango de escalas espaciales y temporales diferentes.

El comportamiento de los usuarios tiene un rol e impacto significativo en el uso de energía. Con el monitoreo, se puede adquirir datos cuantitativos para comprender mejor los usos eléctricos. Saber lo que las personas realmente hacen es una base esencial para diseñar sistemas de servicio de energía

en términos de diseño y control dinámico. Esta información se puede utilizar para comprender mejor el comportamiento de las personas y los flujos de energía resultantes. Por otro lado, es necesario disponer de información demografía, y consumo de energía de ciertos electrodomésticos.

En este estudio se utilizaron encuestas realizadas por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) y datos monitoreados de los cuales se dedujeron los perfiles de ocupación general de los usuarios de Loja. A nivel residencial se detecta que el uso de duchas eléctricas de paso incrementa en un buen porcentaje la demanda de energía en las horas pico, la implementación de sistemas de almacenamiento térmicos para gestionar la demanda, significaría una reducción del pico de demanda del 5% al 10%.

En el ámbito de la gestión de la demanda residencial es necesario impulsar estrategias y hábitos de ahorro de energía como: desconectar aparatos eléctricos y electrodomésticos cuando no se usan, apagar los focos al salir de una habitación, evitar introducir alimentos calientes en la nevera, planchar la mayor cantidad de ropa en una sola vez, abrir cortinas y persianas para aprovechar la luz natural. Según encuestas realizadas por INEC más del 85% de la población tiene estos hábitos energéticos.

La eficiencia energética jugará un rol fundamental en términos tecnológicos, normativos y de educación. Según la información extraída de la base de datos (EERSSA) se determinó que el sistema de iluminación pública de Loja en mayo de 2015 tenía 18 341 lámparas de Sodio Cerradas, que representan una potencia total instalada de 2 255 kW, por lo que, solo el cambio de las lámparas de Sodio Cerradas a tecnología Led permitirá reducir en las horas valle un 7% y en las horas pico un 3% de la demanda eléctrica total.

Para analizar los usuarios industriales se los agrupo en función del nivel de consumo y el tipo de actividad. Se aplicó el análisis clúster multivariantes para agrupar los elementos buscando la máxima homogeneidad y la máxima diferenciación entre los grupos de usuarios. Se utilizó la distancia euclidiana para evaluar las diferencias y las coincidencias entre los datos analizados, y así poder fijar los colectivos o grupos de usuarios que pueden desplazar sus usos significativamente.

En la Fig. 4. 53 se muestran los resultados del análisis de clúster y de valor atípico (I Anselin local de Moran). Del análisis se determinan los siguientes grupos: el clúster de valores altos (HH), un clúster de valores bajos (LL), un valor atípico en el que un valor alto está rodeado principalmente por valores bajos (HL) y un valor atípico en el que un valor bajo está rodeado principalmente por valores altos (LH), y los valores no significativos (NS).

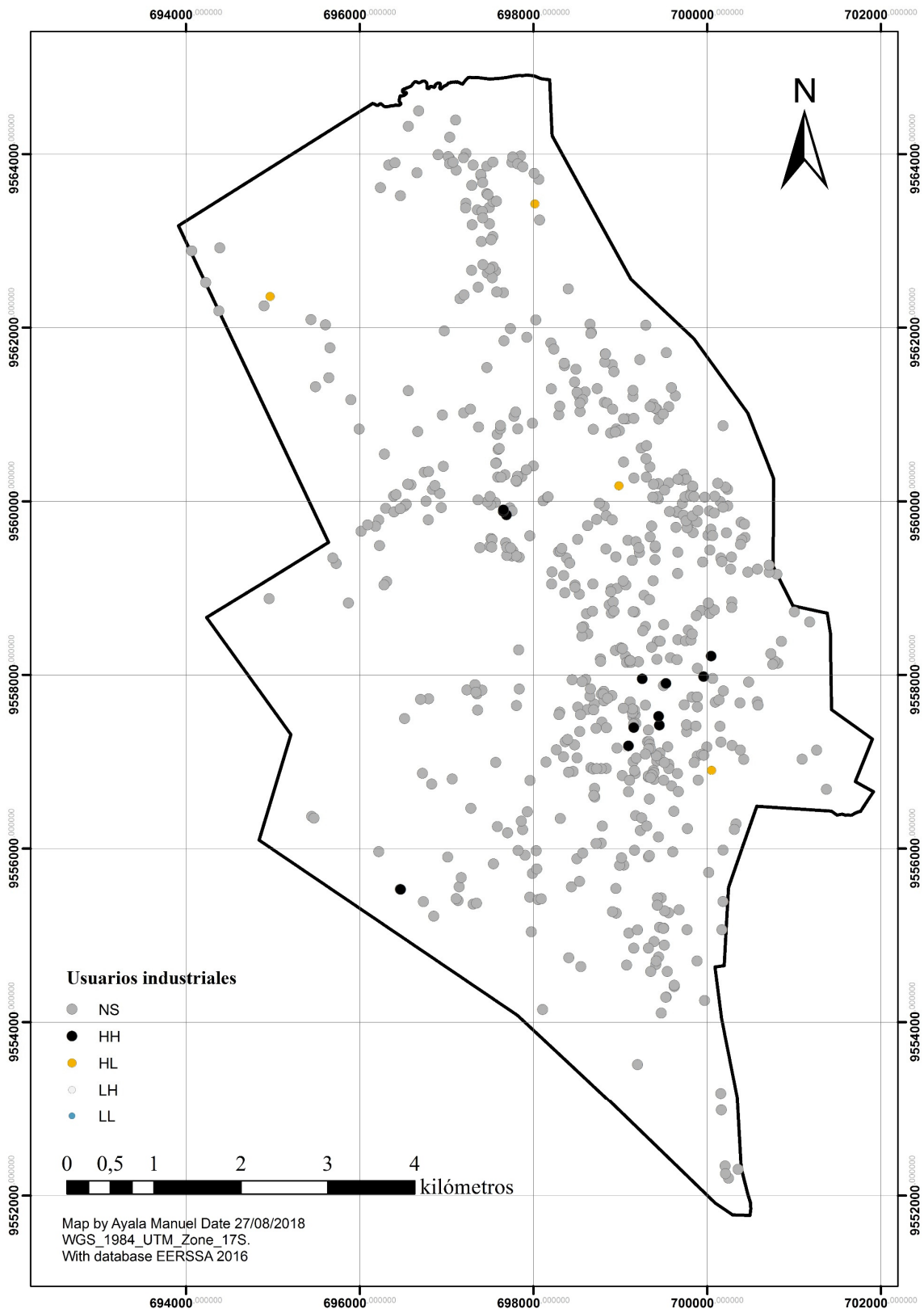


Fig. 4. 53. Clúster de usuarios industriales de la zona urbana de Loja
Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En el análisis se registraron 630 usuarios industriales que están dentro de la zona urbana, estos tienen una media de consumo mensual de 312 kWh. Se identificó un grupo de 13 usuarios altamente significativos por su nivel de consumo (Fig. 4. 53). Además, tienen actividades cíclicas técnicamente desplazables, de manera que, es factible hacer el cambio de sus horarios de producción a horarios de excedente de generación renovable, no obstante, un factor determinante es la situación social del personal de la empresa en cuanto a disponibilidad y disposición.

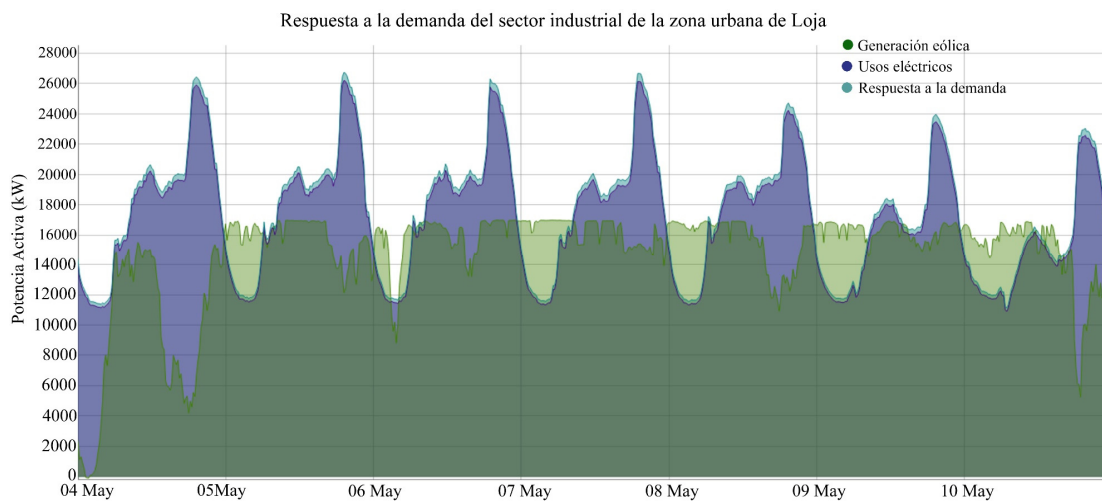


Fig. 4. 54. Respuesta a la demanda industrial de la zona urbana de Loja
Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la Fig. 4. 54 se muestra el desplazamiento de la demanda industrial. Este representa un 1.8 % (196.8 MWh) de los consumos de la zona urbana en el mes de mayo de 2015.

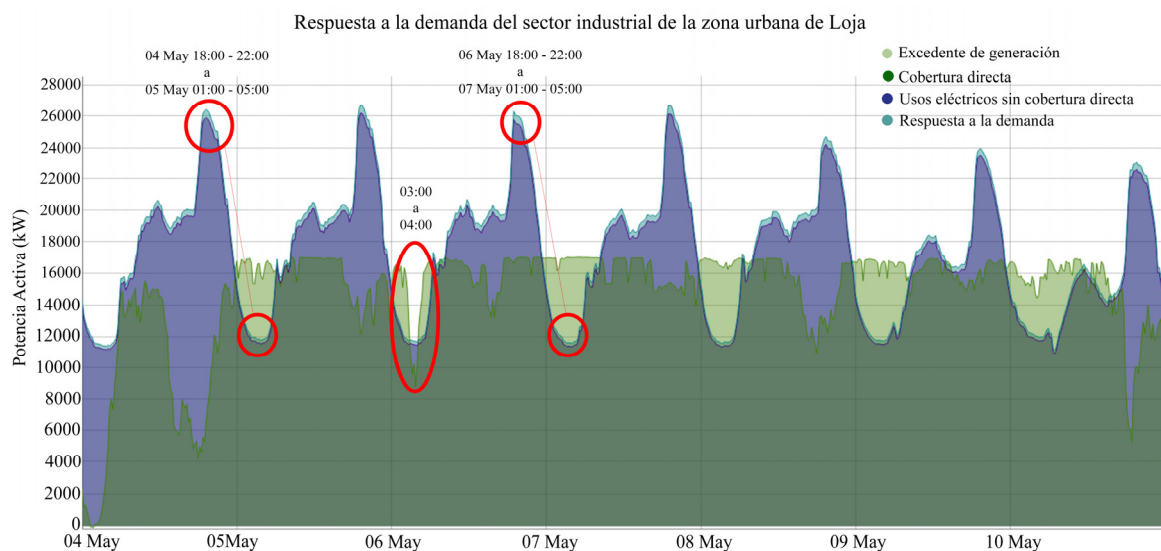


Fig. 4. 55. Horas de respuesta a la demanda industrial de la zona urbana de Loja
Fuente: elaboración propia en base a datos de EERSSA & CELEC EP GEN SUR

En la Fig. 4. 55, se muestra los posibles desplazamientos de los usos eléctricos industriales en la zona urbana de Loja. En este escenario el desplazamiento de la demanda en las horas pico permite bajar la demanda máxima de 26 470.26 kW a 25 940.86 kW. Esto representa una reducción del 2 % del pico de demanda. El día 06 de mayo desde las 03:00 a 04:00 se presenta un vacío de generación que no afecta en gran parte al suministro eléctrico puesto que se produce en horas valle, no obstante, es un intervalo que exige maniobras en la operación del sistema para cubrir el vacío.

5.5 Conclusiones de la optimización de la red

En este capítulo se ha realizado la optimización del sistema en base al diagnóstico realizado en el capítulo 4 en donde se analiza la relación generación-usos eléctricos del sistema de distribución de la zona urbana de Loja, Ecuador.

Se plantea la optimización del sistema para aprovechar al máximo la generación renovable, minimizar el coste de operación del sistema de distribución, y minimizar la energía importada del Sistema Nacional Interconectado, esto permite al operador ajustar los horarios en los que se producen excedentes, con lo que se logra aumentar la autonomía de la ciudad en un 6.6 %.

Los resultados de la optimización del sistema afectan el coste de operación del sistema de distribución. La energía en las horas valle tiene actualmente un costo de 0.02 \$/kWh y optimizando de 0.019 \$/kWh, por lo tanto, se ahorra un 1% por hora. En las horas pico se tiene un coste de 0.0104 \$/kWh y con la optimización se obtiene un precio de 0.0102 \$/kWh, por lo tanto, se ahorra un 1.69 % por hora. El promedio del costo de operación del sistema es de 0.12 \$/kWh en el periodo de análisis.

Se plantea la expansión de la Central Eólica Villonaco a 28.5 MW y 33 MW, ambas con un factor de capacidad del 50 %. Este planteamiento se realiza en base a la estimación de la producción de energía con dinámica de fluidos computacional realizada en el capítulo 4, que confirma que la expansión es posible desde el punto de vista geográfico y de disponibilidad de los recursos eólicos. De los análisis realizados se obtienen los siguientes resultados:

Capacidad Instalada actual 16.5 MW			Expansión en un factor de 1.7 28.5 MW			Expansión en un factor de 2 33 MW		
Cobertura directa MWh	Déficit MWh	Excedente MWh	Cobertura directa MWh	Déficit MWh	Excedente MWh	Cobertura directa MWh	Déficit MWh	Excedente MWh
84 212	68 209	3 565	111 726	44 260	39 865	115 890	40 096	59 665

Tabla. 5.1. Resultados de la expansión de la Central Eólica Villonaco

Fuente: elaboración propia

Se determina el que la Central Eólica Villonaco ampliada en un factor de 1.7 (28.5 MW) cubre directamente un 71.6 % (111 726 MWh) de los usos eléctricos de la zona urbana de Loja (155 987 MWh). El déficit de generación es del 28.3 % (44 260 MWh) y el excedente es del 25.5 % (39 865 MWh) respecto a los usos eléctricos de la zona urbana, por tanto, con una expansión de la Central en un factor de 1.7 se tiene un déficit neto del 2.8 % (4 394 MWh).

Una expansión de la central eólica en un factor de 2 (33MW) cubre directamente un 74.2 % (115 890 MWh) de los usos eléctricos de la zona urbana de Loja (155 987 MWh). El déficit de generación es del 25.7 % (40 096 MWh) y el excedente es del 38.2 % (59 665 MWh) respecto a los usos eléctricos de la zona urbana, por tanto, en este escenario expansión se consigue un excedente neto del 12.5 % (19 568 MWh).

Con los resultados de la expansión en un factor de 2 parecería que aplicando el concepto de Balance Neto se obtiene el 100% de autonomía energética e incluso se podría exportar energía al SNI, pero la realidad es diferente por las restricciones de capacidad de los sistemas de almacenamiento y de las variables de calidad de la energía. No todo el excedente de generación es aprovechable, ni se produce en las horas de mayor demanda, por lo tanto, la gestión horaria y la predicción juegan un papel fundamental en la optimización del sistema.

De la relación usuario y uso de energía, se dedujeron los perfiles de demanda general. A nivel residencial se detecta que el uso de duchas eléctricas de paso (flujo directo) incrementa en un porcentaje significativo la demanda de energía en las horas pico, por lo que es recomendable la implementación de duchas con sistemas de almacenamiento térmico para gestionar la demanda. Esto significará una reducción del pico de demanda de entre 5% y 10%. Esta implementación también implicará un cambio importante de hábitos, ya que el modo de consumo de agua caliente con sistemas de almacenamiento térmico tiene límites y se tiene que gestionar a lo largo del día.

La eficiencia energética de la infraestructura eléctrica pública es fundamental en términos tecnológicos y normativos. Según los resultados de la información extraída de la base de datos (EERSSA) el cambio de las lámparas de sodio cerradas a tecnología LED (*light-emitting diode*) en el sistema de iluminación público, permitirá reducir en las horas valle un 7% y en las horas pico un 3% de la demanda eléctrica total. Por lo tanto, es necesario plantear proyectos de inversión con el objetivo de impulsar la eficiencia de la infraestructura eléctrica de la zona urbana.

La actividad industrial en la ciudad de Loja es baja, por lo que el desplazamiento de los horarios de producción de las actividades industriales no es significativo. En ciudades con mayor actividad industrial este desplazamiento puede ser mucho más significativo. También se ve la importancia de los sistemas de predicción y control, porque será necesario comunicar constantemente a las

empresas la previsión de la generación para que puedan planificar sus actuaciones en el sistema de distribución. Por ejemplo, el desplazamiento de la demanda industrial representa aproximadamente un 1.8 % (196.8 MWh) de los consumos de la zona urbana en el mes de mayo de 2015.

6. Conclusiones y desarrollos futuros

Se presenta un método sencillo y económico que sirve de apoyo a la transición del sistema de distribución urbano. Vincula los modelos de análisis de un sistema energético *Top Down* y *Bottom Up* para representar la generación y la demanda distribuida, las operaciones de las redes eléctricas y el despacho óptimo de la generación en un contexto descentralizado.

Se realizó un inventario del estado actual de la infraestructura eléctrica de la zona urbana de Loja, Ecuador, en un sistema de información geográfico (GIS). El GIS provee al Sistema de Gestión de la Distribución de energía (DMS) de información estática (históricos) para caracterizar los usos eléctricos de la zona urbana según sus orígenes, (residencial, comercial e industrial), y en el ámbito de la generación la información estática permite generar series temporales para predecir y entender los patrones del viento.

El Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA) provee al Sistema de Gestión de la Distribución de energía (DMS) de información dinámica. Esta información es adquirida en tiempo real y es utilizada para el control y análisis dinámico de la red. En este sentido, el futuro sistema tendrá un cambio conceptual sin precedentes, en donde los usuarios tendrán la capacidad de interactuar con la red en tiempo real, por lo tanto, es necesario desarrollar los mecanismos de difusión y adaptación de la tecnología. Además, se tienen que implementar programas de educación para lograr la aceptación en la comunidad aprovechando los avances informáticos.

Con los resultados de la confrontación de los diagramas de producción de la Central Eólica Villonaco y los usos eléctricos de la ciudad de Loja, se ha diagnosticado el sistema de distribución de energía eléctrica. Se ha determinado el grado de autonomía de la ciudad de Loja y se han planteado escenarios para analizar la expansión de la central y la implementación de sistemas de almacenamiento. Con la información estática (no es adquirida en tiempo real) proveniente del GIS se generan mapas energéticos que ofrecen información visual que permite analizar el sistema de una manera rápida y realizar predicciones.

Con la información dinámica (adquirida en tiempo real) se han generado series temporales que permiten analizar de forma agregada la generación y los usos. Se ha integrado en un formato estándar la información de tres empresas TRANSELECTRIC (Sistema Nacional Interconectado), CELEC EP GEN SUR (Central Eólica Villonaco) y la EERSSA (Usuarios de la zona urbana de Loja), para generar series temporales en una plataforma descentralizada paralela al sistema actual que es centralizado de flujos unidireccionales. Esto permitió diagnosticar el sistema eléctrico y determinar la incidencia de la generación distribuida en los usos eléctricos de la zona de estudio.

Además, los resultados permiten plantear nuevas estrategias para mejorar el grado de autonomía, y pueden replicarse en territorios con características similares.

La gestión de la demanda (*Demand Response*) proporciona una oportunidad para que los usuarios participen de forma activa en la operación de la red eléctrica. Reducir o cambiar su uso de electricidad durante los períodos pico basados en el costo u otras formas de incentivos (derechos de consumo). El cambio de las duchas eléctricas de flujo directo por duchas con sistemas de almacenamiento térmico es una forma de gestión que permitirá bajar la demanda durante los períodos picos y debe ir acompañada de las políticas públicas necesarias para incentivar su uso.

Las empresas eléctricas consideran los programas de respuesta a la demanda como una opción de recursos cada vez más valiosa, cuyas capacidades e impactos potenciales se amplían mediante los esfuerzos de modernización de la red. Por ejemplo, los sensores pueden percibir los problemas de pico de carga y utilizar la conmutación automática para desviar o reducir la energía en lugares estratégicos, eliminando la posibilidad de sobrecarga y falla.

Los sistemas de interacción con el usuario, como las pantallas táctiles domésticas para el control de la energía, pueden facilitar el cambio de hábitos para reducir los usos eléctricos en el período pico a partir de la información del costo de la energía. Además, esta información puede ayudar a los proveedores de electricidad a diferir la construcción de nuevas plantas de energía y sistemas de suministro de energía mediante la reducción de la demanda pico.

La gestión de la demanda inteligente permite desarrollar tecnologías, herramientas y técnicas de modernización de redes, y ayuda a las empresas eléctricas a diseñar, probar y demostrar infraestructuras nacionales integradas (electricidad, comunicación e información) con la capacidad de optimizar las operaciones y los recursos de la red e incorporar la respuesta a la demanda y la participación del consumidor.

Se ha desarrollado una herramienta sencilla y económica que permite a las empresas de servicios públicos adquirir y realizar un tratamiento eficaz de los datos para diagnosticar y visualizar el sistema energético de una zona urbana e informar a los usuarios sobre el estado del sistema (las horas pico, valle, excedentes, cambios de precio) en tiempo real, de manera que los usuarios en un futuro puedan ajustar su demanda de energía en tiempo real.

Un resultado colateral de la fase de creación del inventario de la infraestructura eléctrica es el establecimiento de la relación que existe entre el crecimiento urbano y el crecimiento de la red eléctrica. Es una forma diferente de leer el sistema integrando la antropización del territorio y datos históricos del consumo de energía eléctrica. Con los resultados se ha obtenido los patrones de crecimiento de la red eléctrica que sirven para realizar predicciones del crecimiento de la demanda.

Así, se demuestra que el método propuesto, aplicado al contexto ecuatoriano, ayuda a las empresas públicas y privadas a guiar la inversión, y a prepararse para la transición del sistema a través de una plataforma de gestión en un ámbito descentralizado. Además, permite contemplar los aspectos del contexto técnicos, ambientales, culturales o económicos que afecten el progreso de la transición energética a nivel urbano.

6.1 Desarrollos futuros

En esta tesis se proponen varios aspectos de actualidad que son susceptibles a desarrollos futuros en el ámbito de la transición energética. En el ámbito de los recursos, se propone como investigación futura estudiar la calidad del aire para determinar la influencia del rompimiento de la estabilidad atmosférica en la eficiencia de la generación de la Central Eólica Villonaco.

El método propuesto se ha focalizado en el sistema de distribución eléctrico, pero, por su planteamiento, es extrapolable a otros sistemas de distribución (agua, gas, etc). Así, se puede evaluar el sistema energético de una zona urbana de manera integral, y sería aconsejable aplicarla a casos prácticos para validarla.

La crisis de los combustibles fósiles ha visibilizado en cierta manera la energía. Esto ha provocado un cambio en los hábitos del uso de la energía y el modo de entender la disponibilidad de los recursos. Este nuevo paradigma propicia que las tecnologías de generación distribuida tengan cabida en contextos urbanos.

En algunos países, la integración masiva generación renovable, ha provocado una evolución progresiva de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) de pasivos a activos (*Smart Regions*). Los usuarios intervienen activamente en calidad de prosumidores. Los incentivos y leyes (*NETbilling*) de cada país apuntan a la disminución de los costes de inversión de tecnologías de generación distribuidas (GD), por lo tanto, es posible prever que en un futuro cercano existan altos niveles de penetración de GD a nivel residencial. En este contexto, como trabajo futuro se propone realizar estudios socio técnicos sobre los efectos dinámicos en la estabilidad (frecuencia) del sistema de distribución frente a escenarios de alta penetración de GD y el nivel de aceptación de la sociedad a esta nueva tecnología.

En el ámbito de la optimización del sistema, las restricciones que condicionan los procedimientos de despacho óptimo están cambiando rápidamente. La demanda en función de los precios, los recursos energéticos intermitentes, las mayores restricciones sobre el funcionamiento de los generadores térmicos y otras tendencias como la educación energética hacen que el análisis de los patrones de generación y/o demanda sean cada vez más variables lo que influirá en los precios al momento de la entrega de electricidad, por lo que se propone hacer estudios de optimización del

sistema a nivel de usuarios simulando la generación distribuida con diferentes escenarios de penetración con respecto a la demanda total de la zona urbana de Loja.

En resumen, implementar el método y la herramienta integral de análisis en otras ciudades del territorio nacional e internacional para ayudar a las empresas públicas a dirigir la inversión y gestionar la energía en un contexto de descentralización, puede ser un paso decisivo en la transición energética de las zonas urbanas.

Bibliografía

- Adam, K. et al., 2016. Methodologies for city-scale assessment of renewable energy generation potential to inform strategic energy infrastructure investment. *Cities*, 54, pp.45–56. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264275115001687>.
- Aduda, K., Zeiler, W. & Boxem, G., 2016. Smart Grid and Intelligent Office Buildings: Virtual Power Plants—The Basis for the Optimal Use of Renewable Energy Sources BT - Renewable Energy in the Service of Mankind Vol II: Selected Topics from the World Renewable Energy Congress WREC 2014. In A. Sayigh, ed. Cham: Springer International Publishing, pp. 127–135. Available at: https://doi.org/10.1007/978-3-319-18215-5_11.
- Ahmad, F. et al., 2018. Distribution system state estimation-A step towards smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(June 2017), pp.2659–2671.
- Ahmad, M., 2017. *Operation and Control of Renewable Energy Systems*, Wiley. Available at: <https://books.google.es/books?id=RMo9DwAAQBAJ>.
- Ahmed, T., 2016. *Modeling the Renewable Energy Transition in Canada*, Available at: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-31505-8>.
- Alhamali, A. et al., 2016. Review of Energy Storage Systems in Electric Grid and their potential in Distribution Networks.
- Anon, 2008. *Smart Energy Strategies: Meeting the Climate Change Challenge*, vdf Hochschulverlag ETH Zurich. Available at: <https://books.google.es/books?id=0Y6E3hAyTqkC>.
- Antoniadou-ptytaria, K.E. et al., 2017. Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks : Models , Methods , and Future Research. , 8(6), pp.2999–3008.
- Ardakanian, O., Keshav, S. & Rosenberg, C., 2016. *Integration of Renewable Generation and Elastic Loads into Distribution Grids*, Springer International Publishing. Available at: <https://books.google.es/books?id=QhBkDAAAQBAJ>.
- Arnold, M. et al., 2008. Distributed control applied to combined electricity and natural gas infrastructures. In *2008 First International Conference on Infrastructure Systems and Services: Building Networks for a Brighter Future (INFRA)*. pp. 1–6.
- Arnold, M. et al., 2010. Distributed Predictive Control for Energy Hub Coordination in Coupled Electricity and Gas Networks BT - Intelligent Infrastructures. In R. R. Negenborn, Z. Lukszo, & H. Hellendoorn, eds. Dordrecht: Springer Netherlands, pp. 235–273. Available at: https://doi.org/10.1007/978-90-481-3598-1_10.
- Ayala, M. et al., 2017. Wind Power Resource Assessment in Complex Terrain: Villonaco Case-study Using Computational Fluid Dynamics Analysis. *Energy Procedia*, 107, pp.41–48. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216317167> [Accessed May 25, 2017].
- Ayele, G.T. et al., 2018. An extended energy hub approach for load flow analysis of highly coupled district energy networks: Illustration with electricity and heating. *Applied Energy*, 212, pp.850–867. Available at:

- <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917318135>.
- Ayón, X. et al., 2017. An optimal day-ahead load scheduling approach based on the flexibility of aggregate demands. *Applied Energy*, 198, pp.1–11.
- Azar, A.T. & Vaidyanathan, S., 2014. *Chaos Modeling and Control Systems Design*, Springer International Publishing. Available at: <https://books.google.es/books?id=GF2vBQAAQBAJ>.
- Beigvand, S.D., Abdi, H. & La Scala, M., 2017. A general model for energy hub economic dispatch. *Applied Energy*, 190, pp.1090–1111. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916319092>.
- Blok, K., 2006. *Introduction to Energy Analysis*,
- Brandt, T., 2016. *IT Solutions for the Smart Grid*, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. Available at: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-12415-1> [Accessed January 19, 2018].
- Breeze, P., 2018. *Power System Energy Storage Technologies*, Elsevier Science. Available at: <https://books.google.es/books?id=9ilbDwAAQBAJ>.
- Bruno, S. et al., 2014. Predictive dispatch across time of hybrid isolated power systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(3), pp.738–746.
- Bruno, S., Giannoccaro, G. & Scala, M.L., 2018. Optimization of residential storage and energy resources under demand response schemes. In *2018 19th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON)*. pp. 225–230.
- Bruno, S., Lamonaca, S. & La Scala, M., 2017. Optimization of Multi-energy Carrier Systems in Urban Areas. In *From Smart Grids to Smart Cities*. Wiley-Blackwell, pp. 177–230. Available at: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119116080.ch5>.
- Burger, S. et al., 2017. A review of the value of aggregators in electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77(April), pp.395–405. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.014>.
- Carollo, S., 2011. *Understanding Oil Prices*, Available at: <http://doi.wiley.com/10.1002/9781118467251>.
- Carretero, A., Manuel, J. & Sánchez, G., 2012. Gestión de la eficiencia energética : cálculo del consumo , indicadores y mejora . , p.30. Available at: file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/PUB_DOC_Tabla_AEN_9676_1.pdf.
- Carta González, J.A. et al., 2013. *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables* , Madrid : UNED , Pearson.
- Carvalho, D. et al., 2013. Wind resource modelling in complex terrain using different mesoscale-microscale coupling techniques. *Applied Energy*, 108, pp.493–504. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.03.074>.
- CEN/CENELEC/ETSI, 2012. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group: Smart Grid Information Security. , (November), pp.1–107. Available at: <ftp://ftp.cen.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/Security.pdf>.
- CENACE, 2016. *Informe anual 2016 CENACE Operador Nacional de Electricidad*, Quito. Available at: www.cenace.org.ec.

- CENACE, 2017. *Informe Anual 2017 - Operador Nacional de Electricidad CENACE*, Quito.
- Chamorro, A., 2012. *Los instrumentos de cambio de política energética en el Ecuador 2007-2010*. FLACSO. Available at: <http://hdl.handle.net/10469/3926>.
- Chevalier, J. & Geoffron, P., 2016. *The New Energy Crisis: Climate, Economics and Geopolitics*, Palgrave Macmillan UK. Available at: <https://books.google.es/books?id=aGEYDAAAQBAJ>.
- Coady, D. et al., 2015. How Large Are Global Energy Subsidies? *IMF Working Papers*, 15(105), p.1. Available at: [http://elibrary.imf.org/view/IMF001/22552-9781513532196/22552-9781513532196.xml](http://elibrary.imf.org/view/IMF001/22552-9781513532196/22552-9781513532196/22552-9781513532196.xml).
- Colmenar, A. et al., 2016. *GENERACIÓN DISTRIBUIDA, AUTOCONSUMO Y REDES INTELIGENTES*, Universidad Nacional de Educación a Distancia. Available at: <https://books.google.es/books?id=m1asCwAAQBAJ>.
- CONELEC, 2013. Estudio y gestión de la demanda eléctrica. *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*, 2, p.206.
- Cossent, R., Gómez, T. & Frías, P., 2009. Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective. *Energy Policy*, 37(3), pp.1145–1155.
- Coyle, E.D. Simmons, R.A., 2014. *Understanding the global energy crisis*,
- Crespo del Granado, P. et al., 2018. Modelling the energy transition: A nexus of energy system and economic models. *Energy Strategy Reviews*, 20, pp.229–235. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2211467X18300130>.
- Crysler, C.G., Cairns, S. & Heynen, H., 2012. *The SAGE Handbook of Architectural Theory*, SAGE Publications. Available at: <https://books.google.es/books?id=0VbEw9dfo7QC>.
- Delina, L.L., 2018. *Accelerating sustainable energy transition(s) in developing countries: the challenges of climate change and sustainable development / Laurence L. Delina.*, New York, NY: Routledge.
- Dhakal, S. & Ruth, M., 2017. *Creating Low Carbon Cities*, Springer International Publishing. Available at: <https://books.google.es/books?id=5zpRDgAAQBAJ>.
- Díaz-Gonzalez, Francisco, G.-B., 2016. *Energy Storage in Power Systems*,
- Dobbins, A., 2017. *Europe 's Energy Transition Europe 's Energy Transition*,
- Dupuy, G., 1991. *L'urbanisme des réseaux: théories et méthodes*, A. Colin. Available at: <https://books.google.es/books?id=xbdxPQAACAAJ>.
- Dupuy, G., 1985. *Systèmes, réseaux et territoires: principes de réseautique territoriale*, Presses de l'École Nationale des Ponts et Chaussées. Available at: <https://books.google.es/books?id=bbwWAAAACAAJ>.
- Emeis, S., 2018. *Wind Energy Meteorology: Atmospheric Physics for Wind Power Generation*, Springer International Publishing. Available at: <https://books.google.es/books?id=6r1TDwAAQBAJ>.
- Evins, R. et al., 2014. New formulations of the 'energy hub' model to address operational constraints. *Energy*, 73, pp.387–398. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214007270>.

- Faghihi, F. et al., 2015. A net balance-based approach in risk assessment of distributed generation curtailment. In *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. pp. 1–6.
- Falconí, F. & Montalvo, J.O., 2004. *Economía ecuatoriana*, FLACSO-Sede Académica de Ecuador. Available at: <https://books.google.es/books?id=kqHRvWvHO0EC>.
- Fan, S. et al., 2018. Cooperative Economic Scheduling for Multiple Energy Hubs: A Bargaining Game Theoretic Perspective. *IEEE Access*, 6, pp.27777–27789.
- Farhangi, H., 2010. The Path of the Smart Grid 18. *IEEE Power & Energy Mag.*, (february), p.18–28,.
- Favre-Perrod, P., 2005. A vision of future energy networks. In *2005 IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa*. pp. 13–17.
- Felix A. Farret, M.G.S., 2006. *Integration of Alternative Sources of Energy*, Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/ebooks/bookPdfWithBanner.jsp?fileName=5237721.pdf&bkn=5201919&pdfType=chapter>.
- Frantzeskaki, N. et al., 2017. *Urban Sustainability Transitions*, Taylor & Francis. Available at: <https://books.google.es/books?id=XP8nDwAAQBAJ>.
- Fraendorfer, K. & Glavitsch, H., 1993. *Optimization in Planning and Operation of Electric Power Systems*,
- Furró E., 2016. *Catalunya, aproximació a un model energètic sostenible* 1st ed., Barcelona: Editorial Octaedro, S.L.
- Gabrielli, P. et al., 2018. Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage. *Applied Energy*, 219, pp.408–424. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917310139>.
- Geels, F.W., 2006. Multi-Level Perspective on System Innovation: Relevance for Industrial Transformation BT - Understanding Industrial Transformation: Views from Different Disciplines. In X. Olsthoorn & A. J. Wiecek, eds. Dordrecht: Springer Netherlands, pp. 163–186. Available at: https://doi.org/10.1007/1-4020-4418-6_9.
- Geels, F.W., 2014. Regime Resistance against Low-Carbon Transitions: Introducing Politics and Power into the Multi-Level Perspective. *Theory, Culture & Society*, 31(5), pp.21–40. Available at: <https://doi.org/10.1177/0263276414531627>.
- Geels, F.W., 2002. Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study. *Research Policy*, 31(8), pp.1257–1274. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048733302000628>.
- Geertman, S., Toppen, F. & Stillwell, J., 2013. *Planning Support Systems for Sustainable Urban Development*, Springer Berlin Heidelberg. Available at: <https://books.google.es/books?id=PJe6BOSvwQkC>.
- Geidl, M. et al., 2007. Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems.
- Geidl, M. & Andersson, G., 2005. A modeling and optimization approach for multiple energy carrier power flow. In *2005 IEEE Russia Power Tech*. pp. 1–7.
- Gerbracht, H. et al., 2009. Optimierung urbaner Energiesysteme BT - Energiesystemanalyse. Hrsg.: D. Möst. In Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe, pp. 117–138. Available at:

- <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000011891>.
- Ghiani, E. et al., 2017. Smart integration and aggregation of nanogrids: Benefits for users and DSO. In *2017 IEEE Manchester PowerTech*. pp. 1–6.
- Göçmen, T. et al., 2016. Wind turbine wake models developed at the technical university of Denmark: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, pp.752–769. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211600143X>.
- Godoy, J., 2013. *Desde paute hasta Coca Codo Sinclair 40 años de hidroenergía en el Ecuador discurso alrededor de cambio de matriz energética*. FLACSO. Available at: <http://hdl.handle.net/10469/6171>.
- Gonzalez-Salazar, M.A., Kirsten, T. & Prchlik, L., 2018. Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(July 2017), pp.1497–1513.
- González, F.B., 2004. *Sistemas de energía eléctrica*, Ediciones Paraninfo. S.A. Available at: <https://books.google.es/books?id=wZoyiFKf5IkC>.
- Gonzalez, J.E. & Krarti, M., 2017. *Handbook of Integrated and Sustainable Buildings Equipment and Systems , Volume I: Energy Systems Handbook of Integrated and Sustainable*, ASME.
- Goodsite, M.E. & Juhola, S., 2017. *Green Defense Technology: Triple Net Zero Energy, Water and Waste Models and Applications*, Springer Netherlands. Available at: <https://books.google.es/books?id=b75ZDgAAQBAJ>.
- Grubler, A. et al., 2012. Chapter 18 - Urban Energy Systems. In *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, pp. 1307–1400.
- Grübler, A., Fisk, D.J. & Fisk, D., 2013. *Energizing Sustainable Cities: Assessing Urban Energy*, Earthscan. Available at: <https://books.google.es/books?id=eQe6vZ3R51YC>.
- Guler, B., Çelebi, E. & Nathwani, J., 2018. A 'Regional Energy Hub' for achieving a low-carbon energy transition. *Energy Policy*, 113, pp.376–385. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517307188>.
- Ha, T.T. et al., 2018. Energy Hub's Structural and Operational Optimization for Minimal Energy Usage Costs in Energy Systems. *Energies* , 11(4).
- Hager, C. & Stefes, C.H. eds., 2016. *Germany's Energy Transition*, New York: Palgrave Macmillan US. Available at: <http://link.springer.com/10.1057/978-1-137-44288-8> [Accessed May 16, 2018].
- Hannovermesse, 2014. *Smart Grids*,
- Hargreaves, T. & Wilson, C., 2017. *Smart Homes and Their Users*, Springer International Publishing. Available at: <https://books.google.es/books?id=c5s3DwAAQBAJ>.
- Heinberg, R. & Fridley, D., 2016. *Our renewable future: Laying the path for one hundred percent clean energy*,
- Helm, D., 2017. *Burn Out: The Endgame for Fossil Fuels*, Yale University Press. Available at: <https://books.google.es/books?id=B2IADgAAQBAJ>.

- Hemmes, K. et al., 2007. Towards multi-source multi-product energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(10–11), pp.1332–1338.
- Hering, P. et al., 2013. Optimal scheduling of a pumped-storage hydro power plant operation. *2013 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pp.166–171. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6737901/>.
- Hernandez, W., Méndez, A., et al., 2016. Modeling of a Robust Confidence Band for the Power Curve of a Wind Turbine. *Sensors*, 16(12).
- Hernandez, W., López-Presa, J. & Maldonado-Correa, J., 2016. Power Performance Verification of a Wind Farm Using the Friedman's Test. *Sensors*, 16(6), p.816. Available at: <http://www.mdpi.com/1424-8220/16/6/816>.
- Hood, C., 2007. Intellectual obsolescence and intellectual makeovers: Reflections on the tools of government after two decades. *Governance*, 20(1), pp.127–144.
- Howell, S. et al., 2017. Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, pp.193–214. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117304392> [Accessed June 22, 2017].
- INEC, 2017. Instituto Nacional de Estadística y Censos. Available at: <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/institucional/home/> [Accessed August 18, 2018].
- INECEL, 1977. *Cambio de Tensión a nivel de Sub-trasmisión (13.2 - 22.8 KV)*, Quito.
- INECEL, 1992. *Experiencia en la construcción de líneas de transmisión*, Quito.
- INECEL, 1979. *Sistema de Transmisión*, Quito.
- Inman, M. & Hubbert, K., 2016. Predicting peak oil “ W. , p.1960. Available at: http://www.oracleofoil.com/uploads/6/1/4/8/61487679/2016_science_-_predicting_peak_oil_by_hall__oracle_of_oil_review_.pdf.
- Inoue, M., Genchi, Y. & Kudoh, Y., 2017. Evaluating the Potential of Variable Renewable Energy for a Balanced Isolated Grid: A Japanese Case Study. *Sustainability*, 9(1).
- Jaccard, M., 2006. *Sustainable Fossil Fuels: The Unusual Suspect in the Quest for Clean and Enduring Energy*, Cambridge University Press. Available at: <https://books.google.es/books?id=II9yngEACAAJ>.
- Jacobs, J., 2011. *Muerte y vida de las grandes ciudades*, Capitán Swing Libros S.I. Available at: https://books.google.es/books?id=_A7pXwAACAAJ.
- Jacobson, M.Z. et al., 2015. 100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for the 50 United States. *Energy Environ. Sci.*, 8(7), pp.2093–2117. Available at: <http://xlink.rsc.org/?DOI=C5EE01283J>.
- Jain, S. et al., 2017. Distributed generation deployment: State-of-the-art of distribution system planning in sustainable era. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77(September 2015), pp.363–385. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.024>.
- Jaramillo, J.L., 2010. *Loja, pionera de la generación de energía eléctrica en el Ecuador UTPL.*, Loja.

- Jones, L.E., 2017. *Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*, Elsevier Science. Available at: https://books.google.es/books?id=b_6pDQAAQBAJ.
- Jones Phil et al., 2013. *Smart Energy Regions*,
- Ju, B., Jeong, J. & Ko, K., 2016. Assessment of wind atlas analysis and application program and computational fluid dynamics estimates for power production on a Jeju Island wind farm. *Wind Engineering*, 40(1), pp.59–68.
- Krarti, M., 2018. *Optimal Design and Retrofit of Energy Efficient Buildings, Communities, and Urban Centers*, Elsevier Science. Available at: <https://books.google.es/books?id=RB8wDwAAQBAJ>.
- Kremers, E. & Viejo, P., 2009. Untersuchung des Einsatzes von agentenbasierten Modellen zur Simulation dezentraler Energiesysteme am Beispiel von Guadeloupe BT - Energiesystemanalyse. Hrsg.: D. Möst. In Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe, pp. 169–182. Available at: <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000011891>.
- Kublank, P. & Mora, D., 1987. *El Sistema Energético del Ecuador* ILDIS., Quito: Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales. Available at: <http://www.flacsoandes.edu.ec/libros/5727-opac>.
- Kucharavy, D. & De Guio, R., 2011. Application of S-shaped curves. *Procedia Engineering*, 9, pp.559–572. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877705811001597>.
- Kuik, V. et al., 2016. *Academy of Wind Energy Long-term research challenges in wind energy – a research agenda by the European Academy of*,
- Kwasinski, A., Weaver, W. & Balog, R.S., 2016. *Microgrids and other Local Area Power and Energy Systems*, Cambridge University Press. Available at: <https://books.google.es/books?id=oaiMDAAAQBAJ>.
- Lampe, L., Tonello, A.M. & Swart, T.G., 2016. *Power Line Communications: Principles, Standards and Applications from Multimedia to Smart Grid*, Wiley. Available at: <https://books.google.es/books?id=YlrlCwAAQBAJ>.
- Landberg, L. et al., 2003. Short-term Prediction?An Overview. *Wind Energy*, 6(3), pp.273–280. Available at: <http://doi.wiley.com/10.1002/we.96> [Accessed February 26, 2016].
- Landegren, F.E., Johansson, J. & Samuelsson, O., 2016. A Method for Assessing Margin and Sensitivity of Electricity Networks With Respect to Repair System Resources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(6), pp.2880–2889.
- Lee, E.-K. et al., 2016. Design and Implementation of a Microgrid Energy Management System. *Sustainability*, 8(11).
- Li, C., 2018. 2.09 - GIS for Urban Energy Analysis A2 - Huang, Bo BT - Comprehensive Geographic Information Systems. In Oxford: Elsevier, pp. 187–195. Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780124095489096524>.
- Li, R. et al., 2017. A Review of Optimal Planning Active Distribution System: Models, Methods, and Future Researches. *Energies*, 10(11), p.1715. Available at: [169](http://www.mdpi.com/1996-</p>
</div>
<div data-bbox=)

1073/10/11/1715.

- Llaria, A. et al., 2016. Application of Wireless Sensor and Actuator Networks to Achieve Intelligent Microgrids: A Promising Approach towards a Global Smart Grid Deployment. *Applied Sciences*, 6(3), p.61. Available at: <http://www.mdpi.com/2076-3417/6/3/61>.
- Lloret-Gallego, P. et al., 2017. Methodology for the evaluation of resilience of ICT systems for smart distribution grids. *Energies*, 10(9), pp.1–16.
- Lobaccaro, G. & Frontini, F., 2014. Solar Energy in Urban Environment: How Urban Densification Affects Existing Buildings. *Energy Procedia*, 48, pp.1559–1569. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021400438X>.
- Longley, P. et al., 2015. *Geographic Information Science and Systems*,
- Ma, T., Wu, J. & Hao, L., 2017. Energy flow modeling and optimal operation analysis of the micro energy grid based on energy hub. *Energy Conversion and Management*, 133, pp.292–306. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416310846>.
- Mahmoudi, N. et al., 2017. A bottom-up approach for demand response aggregators' participation in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 143, pp.121–129. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.08.038>.
- Malczewski, J. & Rinner, C., 2015. *Multicriteria Decision Analysis in Geographic Information Science*, Springer Berlin Heidelberg. Available at: <https://books.google.es/books?id=1yI3BgAAQBAJ>.
- Manwell, J.F., McGowan, J.G. & Rogers, A.L., 2009. *Wind energy explained: theory, design and application*,
- Maroufmashat, A. et al., 2015. Modeling and optimization of a network of energy hubs to improve economic and emission considerations. *Energy*, 93, pp.2546–2558. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.079>.
- Matejicek, L., 2017. *Assessment of Energy Sources Using GIS*, Springer International Publishing. Available at: <https://books.google.es/books?id=KIxtDgAAQBAJ>.
- Maza-Ortega, J.M. et al., 2017. Overview of power electronics technology and applications in power generation transmission and distribution. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 5(4), pp.499–514.
- MEER, 2017. *Plan Estratégico Institucional 2014 - 2017, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable*, Quito. Available at: <https://www.energia.gob.ec/>.
- Mei, Y., 2018. Simulation of a microscale wind resource for distributed power generation in North Beijing. *Journal of International Council on Electrical Engineering*, 8(1), pp.65–70. Available at: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/22348972.2018.1466527>.
- Milano, F., 2010. Power System Modelling. In pp. 3–17. Available at: http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-13669-6_1 [Accessed January 19, 2018].
- Moghaddam, I.G., Saniei, M. & Mashhour, E., 2016. A comprehensive model for self-scheduling an energy hub to supply cooling, heating and electrical demands of a building. *Energy*, 94, pp.157–170. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.137>.
- Mohammadi, M. et al., 2017. Energy hub: From a model to a concept – A review. *Renewable and*

- Sustainable Energy Reviews*, 80(November 2016), pp.1512–1527.
- Montgomery, M., 2017. Umar G. Benna and Shaibu Bala Garba (Eds.) Population Growth and Rapid Urbanization in the Developing World IGI Global, 2016. 358 p. \$198.85. *Population and Development Review*, 43(1), pp.176–177. Available at: <https://econpapers.repec.org/RePEc:bla:popdev:v:43:y:2017:i:1:p:176-177>.
- Moorthy, C.B. & Deshmukh, M.K., 2016. Wind Resource Assessment Using Computer Simulation Tool: A Case Study. *Energy Procedia*, 100, pp.141–148. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216311171>.
- Morales, J., 2017. *Adiós, petróleo*, Alianza Editorial. Available at: <https://books.google.es/books?id=IsPeDgAAQBAJ>.
- Morales, J.M. et al., 2013. *Integrating Renewables in Electricity Markets: Operational Problems*, Springer US. Available at: <https://books.google.es/books?id=QF24BAAAQBAJ>.
- Moya, D., Torres, R. & Stegen, S., 2016. Analysis of the Ecuadorian energy audit practices: A review of energy efficiency promotion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, pp.289–296. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032116300855> [Accessed May 25, 2017].
- Müller-Kraenner, S., 2008. *Energy Security: Re-measuring the World*, Earthscan. Available at: <https://books.google.es/books?id=tx21GsdRWgUC>.
- NREL, 2016. Energy Analysis. National Renewable Energy Laboratory. *Annual Technology Baseline and Standard Scenarios*. Available at: http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html [Accessed June 9, 2017].
- Offner, J.-M., 1993. Le développement des réseaux techniques : un modèle générique. *FLUX Cahiers scientifiques internationaux Réseaux et Territoires*, pp.11–18. Available at: https://www.persee.fr/doc/flux_1154-2721_1993_num_9_13_960.
- Oleas Montalvo, J., 2017. Ecuador 1980-1990: crisis, ajuste y cambio de régimen de desarrollo . *América Latina en la historia económica* , 24, pp.210–242.
- Orehounig, K. et al., 2014. Towards an energy sustainable community: An energy system analysis for a village in Switzerland. *Energy and Buildings*, 84, pp.277–286. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.08.012>.
- Orehounig, K., Evins, R. & Dorer, V., 2015. Integration of decentralized energy systems in neighbourhoods using the energy hub approach. *Applied Energy*, 154, pp.277–289. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.114>.
- Osburg, T. & Lohrmann, C., 2017. *Sustainability in a Digital World: New Opportunities Through New Technologies*, Springer International Publishing. Available at: <https://books.google.es/books?id=qzckDwAAQBAJ>.
- Ożadowicz, A., 2017. A New Concept of Active Demand Side Management for Energy Efficient Prosumer Microgrids with Smart Building Technologies. *Energies*, 10(11), p.1771. Available at: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1771>.
- Palma, J.M.L.M. et al., 2008. Linear and nonlinear models in wind resource assessment and wind turbine micro-siting in complex terrain. *Journal of Wind Engineering and Industrial*

- Aerodynamics*, 96(12), pp.2308–2326.
- Pasban-Gajan, A. et al., 2017. Optimal scheduling of renewable-based energy hubs considering time-of-use pricing scheme. In *2017 Smart Grid Conference (SGC)*. pp. 1–6.
- Pastor, G.H. & Donati, G., 2008. *Yasuni Green Gold: The Amazon Fight to Keep Oil Underground*, New Internationalist. Available at: <https://books.google.es/books?id=puv-AwAAQBAJ>.
- Pazouki, S., Haghifam, M. & Pazouki, S., 2013. Short term economical scheduling in an energy hub by renewable and demand response. In *2013 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems*. pp. 1–6.
- Pelaez-Samaniego, M.R. et al., 2014. Production and use of electrolytic hydrogen in Ecuador towards a low carbon economy. *Energy*, 64, pp.626–631. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544213009742> [Accessed July 10, 2017].
- Peláez-Samaniego, M.R. et al., 2007. Energy sector in Ecuador: Current status. *Energy Policy*, 35(8), pp.4177–4189. Available at: <http://www.sciencedirect.com/recursos.biblioteca.upc.edu/science/article/pii/S0301421507000602> [Accessed May 25, 2017].
- Perera, A.T.D., Mauree, D. & Scartezzini, J.-L., 2017. The energy hub concept applied to a case study of mixed residential and administrative buildings in Switzerland. *Energy Procedia*, 122, pp.181–186. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217329466>.
- Pfeffermann, N. & Gould, J., 2017. *Strategy and Communication for Innovation: Integrative Perspectives on Innovation in the Digital Economy*, Springer International Publishing. Available at: <https://books.google.es/books?id=OS9IDgAAQBAJ>.
- Pinto, N.N., 2013. *Technologies for Urban and Spatial Planning: Virtual Cities and Territories: Virtual Cities and Territories*, IGI Global. Available at: <https://books.google.es/books?id=vd1GAwAAQBAJ>.
- Ponnaganti, P., Pillai, J.R. & Bak-Jensen, B., 2017. Opportunities and challenges of demand response in active distribution networks. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*.
- Poponi, D. et al., 2016. *Energy Technology Perspectives 2016 - Towards Sustainable Urban Energy Systems*, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.
- Princen, T., Manno, J.P. & Martin, P.L., 2015. *Ending the Fossil Fuel Era*, MIT Press. Available at: <https://books.google.es/books?id=Jlh2CQAAQBAJ>.
- Pudjianto, D., Ramsay, C. & Strbac, G., 2007. *Virtual power plant and system integration of distributed energy resources*,
- Ramady, M. & Mahdi, W., 2015. *OPEC in a shale oil world: Where to next?*,
- Ramana, N., 2010. *Power System Operation and Control*, Pearson Education. Available at: <https://books.google.co.in/books?id=Gox3x1CIV94C>.
- Ramana V, 2010. *Power System Operation & Control*, Pearson Education. Available at: <https://books.google.es/books?id=Gox3x1CIV94C>.

- Raygorodetsky, G., 2017. *The Archipelago of Hope: Wisdom and Resilience from the Edge of Climate Change*, Pegasus Books. Available at: <https://books.google.es/books?id=ip0uDwAAQBAJ>.
- Reinders, A.Ã. et al., 2017. *Photovoltaic Solar Energy: From Fundamentals to Applications*, Wiley. Available at: <https://books.google.es/books?id=u73VDQAAQBAJ>.
- Riba C., 2012. *Recursos energètics i crisi: la fi de 200 anys irrepitibles*, Octaedro.
- Riba, G., 2016. *El cost de l'energia*, Barcelona: Octaedro.
- Ringler, P. et al., 2016. *Decentralized Energy Systems, Market Integration, Optimization : Project Report* , KIT Scientific Publishing. Available at: <https://books.google.es/books?id=po5mDAAAQBAJ>.
- Robalino-López, A., Mena-Nieto, A. & García-Ramos, J.E., 2014. System dynamics modeling for renewable energy and CO2 emissions: A case study of Ecuador. *Energy for Sustainable Development*, 20, pp.11–20. Available at: <http://www.sciencedirect.com/recursos.biblioteca.upc.edu/science/article/pii/S0973082614000131> [Accessed May 25, 2017].
- Rodríguez-Tarduchy, M.J., Grandal, I.B. & de la Fuente, E.O., 2011. *Forma y ciudad: en los límites de la arquitectura y el urbanismo*, Cínter. Available at: <https://books.google.es/books?id=XUaWtgAACAAJ>.
- Roldán-Blay, C. et al., 2017. An optimisation algorithm for distributed energy resources management in micro-scale energy hubs. *Energy*, 132, pp.126–135.
- Romano, G.C. & Meglio, J.F., 2016. *China's Energy Security: A Multidimensional Perspective*, Taylor & Francis. Available at: <https://books.google.es/books?id=NMNTDAAAQBAJ>.
- Rosales Carreón, J. & Worrell, E., 2017. Urban energy systems within the transition to sustainable development. A research agenda for urban metabolism. *Resources, Conservation and Recycling*, (August), pp.0–1. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.resconrec.2017.08.004>.
- Roustai, M. et al., 2018. A scenario-based optimization of Smart Energy Hub operation in a stochastic environment using conditional-value-at-risk. *Sustainable Cities and Society*, 39, pp.309–316. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670717312659>.
- Roy, L. & MacPhee, D., 2018. Meso-Scale CFD Simulation for Wind Resources: A Case Study of Complex Mountainous Terrain. *Energies* , 11(6).
- Rumor, M. et al., 2007. *Urban and Regional Data Management: UDMS 2007 Annual*, CRC Press. Available at: <https://books.google.es/books?id=BRDKoVdsPF4C>.
- Saboori, H., Mohammadi, M. & Taghe, R., 2011. Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types. In *2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. pp. 1–4.
- Sager-Klauß C., 2016. *Energetic Communities: Planning support for sustainable energy transition in small- and medium-sized communities*. Delft: A+BE | Architecture and the Built Environment.

- Sanduleac, M. et al., 2017. Next generation real-time smart meters for ICT based assessment of grid data inconsistencies. *Energies*, 10(7).
- Sans, D.R., 2014. *El col·lapse és evitable. La transició energètica del segle XXI (TE21)*, Barcelona: Octaedro.
- Sargolini, M., 2012. *Urban Landscapes: Environmental Networks and the Quality of Life*, Springer Milan. Available at: <https://books.google.es/books?id=e7Rfd8oGxIC>.
- Sarralde, J.J. et al., 2015. Solar energy and urban morphology: Scenarios for increasing the renewable energy potential of neighbourhoods in London. *Renewable Energy*, 73, pp.10–17. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114003681>.
- Scala, M.L. et al., 2017. *From Smart Grids to Smart Cities: New Challenges in Optimizing Energy Grids*, Wiley. Available at: <https://books.google.es/books?id=xfNRCgAAQBAJ>.
- Schneider, J. et al., 2016. *Under Pressure: Coal Industry Rhetoric and Neoliberalism*, Palgrave Macmillan UK. Available at: <https://books.google.es/books?id=Np8qDAAQBAJ>.
- Schönberger, P., 2013. *Municipalities as Key Actors of German Renewable Energy Governance: An Analysis of Opportunities, Obstacles, and Multi-level Influences [[Elektronische Ressource]]*, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. Available at: <https://books.google.es/books?id=BO3LoAEACAAJ>.
- Sene, K., 2009. *Hydrometeorology: Forecasting and Applications*, Springer Netherlands. Available at: https://books.google.es/books?id=_3bbPBfyTf4C.
- Silos, Á. et al., 2017. Using IEC 61850 GOOSE Service for Adaptive ANSI 67/67N Protection in Ring Main Systems with Distributed Energy Resources. *Energies*, 10(11), p.1685. Available at: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1685>.
- Singh, B. & Sharma, J., 2017. A review on distributed generation planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76(December 2015), pp.529–544. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.034>.
- Sivanagaraju, S., 2009. *Power System Operation and Control*, Pearson Education India. Available at: <https://books.google.es/books?id=BUQ7BAAAQBAJ>.
- Smil, V., 2016. *Energy Transitions: Global and National Perspectives, 2nd Edition*, ABC-CLIO. Available at: <https://books.google.es/books?id=X2doDQAAQBAJ>.
- Smil, V., 2010. *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*.
- Sørensen, B., 2016. *Energy, Resources and Welfare: Exploration of Social Frameworks for Sustainable Development*, Elsevier Science. Available at: <https://books.google.es/books?id=EgJKCgAAQBAJ>.
- Sørensen, B. & Spazzafumo, G., 2018. *Hydrogen and Fuel Cells: Emerging Technologies and Applications*, Elsevier Science. Available at: <https://books.google.es/books?id=aycsDwAAQBAJ>.
- Sovacool, B.K., Sidortsov, R. V & Jones, B.R., 2013. *Energy Security, Equality and Justice*, Taylor & Francis. Available at: <https://books.google.es/books?id=7FVKAgAAQBAJ>.
- Tahir, M. et al., 2016. A review of Volt/Var control techniques in passive and active power distribution networks. *2016 IEEE Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, pp.57–63.

- Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7589500/>.
- Technologies, E.P. & Impacts, E., 2017. *Handbook of Distributed Generation*, Available at: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-51343-0>.
- Thomas, M.S. & McDonald, J.D., 2017. *Power System SCADA and Smart Grids*, CRC Press. Available at: <https://books.google.es/books?id=bAhEDwAAQBAJ>.
- Ulli-Beer, S. et al., 2017. Participative Modelling of Socio-Technical Transitions: Why and How Should We Look Beyond the Case-Specific Energy Transition Challenge? *Systems Research and Behavioral Science*, 34(4), pp.469–488.
- Unnerstall, T., 2017. *The German Energy Transition: Design, Implementation, Cost and Lessons*, Springer Berlin Heidelberg. Available at: <https://books.google.es/books?id=BAQmDwAAQBAJ>.
- Venkatesh, P. et al., 2017. *Electrical Power Systems: Analysis, Security, and Deregulation*, PHI Learning.
- Villacreses, G. et al., 2017. Wind farms suitability location using geographical information system (GIS), based on multi-criteria decision making (MCDM) methods: The case of continental Ecuador. *Renewable Energy*, 109, pp.275–286.
- Villalba, M., 2011. *Instituciones y desempeño económico: el sector energético ecuatoriano 1990-2006*, Abya Yala, Universidad Politécnica Salesiana. Available at: <https://books.google.es/books?id=5-BlpXczSqQC>.
- Walker, S. et al., 2017. A review study of the current research on energy hub for energy positive neighborhoods. *Energy Procedia*, 122, pp.727–732. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217329910>.
- Wang, G. et al., 2016. A review of power electronics for grid connection of utility-scale battery energy storage systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(4), pp.1778–1790.
- Webb, J. et al., 2015. *Sustainable Urban Energy Policy*, Routledge. Available at: <http://dx.doi.org/10.4324/9781315739533>.
- Wood, A.J., Wollenberg, B.F. & Sheblé, G.B., 2013. *Power Generation, Operation, and Control*, Wiley. Available at: <https://books.google.es/books?id=JDVmAgAAQBAJ>.
- Wu, R. et al., 2017. Multiobjective optimisation of energy systems and building envelope retrofit in a residential community. *Applied Energy*, 190, pp.634–649. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.161>.
- Xu, X. et al., 2015. Hierarchical energy management system for multi-source multi-product microgrids. *Renewable Energy*, 78, pp.621–630. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115000579>.
- Yahyaoui, I., 2018. *Advances in Renewable Energies and Power Technologies: Volume 1: Solar and Wind Energies*, Elsevier Science. Available at: <https://books.google.es/books?id=pycsDwAAQBAJ>.
- Yamamoto, Y., 2018. Optimal Organizational Forms for Local Renewable Energy Projects. , pp.459–466.
- Yoshino, N. & Taghizadeh-Hesary, F., 2016. *Monetary Policy and the Oil Market*, Springer Japan.

Available at: <https://books.google.es/books?id=n1SvCwAAQBAJ>.

Zare, K. & Nojavan, S., 2018. *Operation of Distributed Energy Resources in Smart Distribution Networks*, Elsevier Science. Available at:

<https://books.google.es/books?id=VRNfDwAAQBAJ>.

Zeng, B. et al., 2016. A multi-level approach to active distribution system planning for efficient renewable energy harvesting in a deregulated environment. *Energy*, 96, pp.614–624.

Zhang, M.H., 2015. *Wind Resource Assessment and Micro-siting: Science and Engineering*, Wiley. Available at: <https://books.google.es/books?id=NvMwBgAAQBAJ>.

Anexo A: Códigos y formulación

Anexo A 1 Código para la adquisición de datos desagregados

1. Accede a la base de datos de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA).

```
# Reading of the users of the city of Loja, Ecuador
library(RSelenium)
library(wdman)
library("XML", lib.loc=~R/win-library/3.3")
pDrv <- phantomjs(port = 4567L)
remDr <- remoteDriver(browserName = "phantomjs", port = 4567L)
remDr$open()
remDr$navigate("http://www.eerssa.XXX.XX/")
remDr$screenshot(display = T)
```

2. Lectura los usos eléctricos por usuario.

```
# identify search button and click
searchID<-'//*[@id="num_cedula"]'
webElem<-remDr$findElement(value = searchID)
webElem$clickElement()
remDr$screenshot(display = T)
# identify search button and click
searchID<-'//*[@id="input1"]'
webElem<-remDr$findElement(using = 'css selector', "#input1")
webElem$sendKeysToElement(list(" código de usuario "))
remDr$screenshot(display = T)
# identify search button and click
searchID<-'//*[@id="enviar"]'
webElem<-remDr$findElement(value = searchID)
webElem$clickElement()
```

3. Temporizador para compensar el retardo de lectura.

```
# Timer to compensate the reading delay
Sys.time()
tStart <- Sys.time()
for(i in 1:30){
  Sys.sleep(0.2)
}
Sys.time()
Sys.time() - tStart
```

4. Genera el reporte de la lectura

```
# Final reading and report
remDr$screenshot(display = T)
tableID <- '//*[@id="box-table-a"]'
webElem <- remDr$findElement(value = tableID)
doc <- htmlParse(remDr$getPageSource()[[1]])
tabledat <- readHTMLTable(doc)[[7]]
tabledat[,]<-lapply(tabledat[,],
  function(x) gsub("ÃÃ", "", as.character(x)))
tabledat<-tabledat[-nrow(tabledat),-1]
```

Para realizar la lectura desagregada es necesario repetir el código para cada medidor de energía, se ingresa en un vector todos los códigos de cliente (*codes* $\leftarrow c(\text{"usuario 1"}, \dots, \text{"usuario n"})$) y se ejecuta la lectura a través de un bucle (*for (code in codes) { print(code)}*). Con esta lectura, se genera una base de datos desagregada de los usos eléctricos a escala mensual. La base de datos se georreferencia en el GIS enlazando el código de cliente con la coordenada geográfica correspondiente y finalmente es visualizada en forma de mapa energético.

Anexo A 2 Código para adquisición de datos agregados y sincronización de series

1. Descarga los datos agregados.

```
i = 0
while (Sys.Date() < '2019-02-10') {
  drive_find(pattern = "*.csv")
  files <- drive_find(pattern
                      = "*.csv")
  if (length(files$name) > 0) {
    for (i in 1:length(files$name)) {
      (drive_download(files$name[i], overwrite = T))
    }
    Sys.sleep(0.8)
    files <- drive_find(pattern = "*.csv")
    if (length(files$name) > 0) {
      drive_rm(drive_find(pattern = "*.csv"))
    }
    if (length(file.exists(list.files(
      pattern = "*.csv", full.names = TRUE
    ))) > 100) {
      file.remove(list.files(pattern = "*.csv", full.names = TRUE))
    }
  }
  i = i + 1
  Sys.sleep(0.5)
}
```

2. Lectura los datos y los integra en una carpeta.

```
filenames <- list.files(pattern="*.csv", full.names=TRUE)
data_at_start <- rbindlist(lapply(filenames, fread))
ids_at_start <- unique(data_at_start$sensorID)

IsThereNewFile <- function(){
  filenames <- list.files(pattern="*.csv", full.names=TRUE)
  length(filenames)
}

ReadAllData=function(){
  filenames <- list.files(pattern="*.csv", full.names=TRUE)
  variable= rbindlist(lapply(filenames, fread))
  variable$timestamp =as.POSIXct
  (as.numeric(as.character(variable$timestamp)),
   origin="2010-01-01",tz="GMT")
  variable <- xts(x=variable$activepower,
                 order.by = variable$timestamp, tz="GMT")
  variable
}
```

3. Regula las series temporales.

```
RegularTimes <- seq(as.POSIXct("2015-05-01 00:00:00"),
                  as.POSIXct("2016-04-30 23:45:00"),
                  by = 60*15, tz="ECT")
TimeSeries <- xts((rep(0,length(RegularTimes))),
                 order.by = RegularTimes)
TimeSeriesGeneration <- merge(usesgeneration$kW_Generation,
                             TimeSeries)
TimeSeriesConsumption <- merge(usesgeneration$kW_Consumption,
                              TimeSeries)
usesgeneration<-merge(TimeSeriesGeneration,
                     TimeSeriesConsumption )
index(usesgeneration) <- as.POSIXct(index(usesgeneration))
```

4. Integrador de datos agregados

```
energyintegrator <- function (x,
                              y,
                              thresh = NULL,
                              intr = 100,
                              sort.x = TRUE) {
  x <- x[!is.na(x)]
  y <- y[!is.na(x)]
  x <- x[!is.na(y)]
  y <- y[!is.na(y)]
  if (sort.x) {
    ord <- order(x)
    x <- x[ord]
    y <- y[ord]
  }
  idx = 2:length(x)
  x <-
    as.vector(apply(cbind(x[idx - 1], x[idx]), 1, function(x)
                    seq(x[1],
                        x[2], length.out = intr)))
  y <-
    as.vector(apply(cbind(y[idx - 1], y[idx]), 1, function(x)
                    seq(x[1],
                        x[2], length.out = intr)))
  if (!is.null(thresh)) {
    y.0 <- y <= thresh
    y[y.0] <- thresh
  }
  idx = 2:length(x)
  integral <-
    as.double((x[idx] - x[idx - 1]) %*% (y[idx] + y[idx - 1])) / 2
  integral
}
```

Para realizar la integración de las variables (potencia, intensidad, voltaje) es necesario introducirlas en un vector (*value <- c("potencia 1", ..., "potencia n")*) y ejecutar la función *energy integrator(time(value(x), value(x))*.

Anexo A 3 Código para implementar el algoritmo de optimización

Las funciones utilizadas fueron adaptadas de Matlab a R en el siguiente orden:

- 1) **lfybus** - Forma la matriz de admitancias
- 2) **lfnewton** - Solución del Flujo de carga - método de Newton-Raphson
- 3) **busout** - Imprime la solución de flujo de potencia en la pantalla
- 4) **bloss** - Obtiene los coeficientes de pérdida
- 5) **gencost** - Calcula el costo total de generación \$ / h
- 6) **dispatch** - Obtiene el despacho óptimo de la generación
- 7) **while (dpslack > 0.001) {**
 - lfnewton** - Nueva solución de flujo de potencia
 - bloss** - Nuevos Coeficientes de pérdida
 - dispatch** - Nuevo Despacho óp. de gen.**}**

(dpslack es la diferencia (valor absoluto) entre la generación slack programada determinada a partir de la ecuación de coordinación, y la generación slack obtenida de la solución de flujo de potencia)

- 8) **busout** - Imprime la solución de flujo de potencia final
- 9) **gencost** - Costo de generación con programación óptima de generación.

Anexo B: Conferencias y publicaciones

Anexo B 1 Conferencias y posters

- a. Ayala, M. et al., 2016. Underwater power generator based on gravity vortex siphon for isolated communities, Proceedings of the 2nd South East European Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, SDEWES.SEE2016.0170. Conference.
- b. Ayala, M. et al. 2017, Urban Energy Transition Methodology: Analysis of electricity consumption in the city of Loja, Ecuador, and the incidence of Villonaco Windfarm. Elsevier Poster Presentation Available at: <https://ayalachauvinmanuelignacio.shinyapps.io/ANALISPROVILLONACO/>.

Anexo B 2 Publicaciones

- a. Ayala, M.; Benavides, H. y Riba, C. (2016). Sistema de Generación Energía Sumergible Basado en un Vórtice Gravitacional con Sifón para Comunidades Aisladas. Revista Técnica “energía”. No 12, Pp. 304-312. ISSN 1390-5074. Disponible en: http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=9:phocatreteenergia&download=737:edicion-no.12_2016&Itemid=6 | Request PDF. (Revista del CENACE - Centro Nacional de Control de Energía de Ecuador)
- b. Ayala, M. et al., 2017. Wind Power Resource Assessment in Complex Terrain: Villonaco Case-study Using Computational Fluid Dynamics Analysis. Energy Procedia, 107, pp.41–48. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216317167>. Doi: 10.1016/j.egypro.2016.12.127.

Anexo C: Proceso de antropización y electrificación de Loja.

Anexo C 1 Proceso de antropización y electrificación 1960

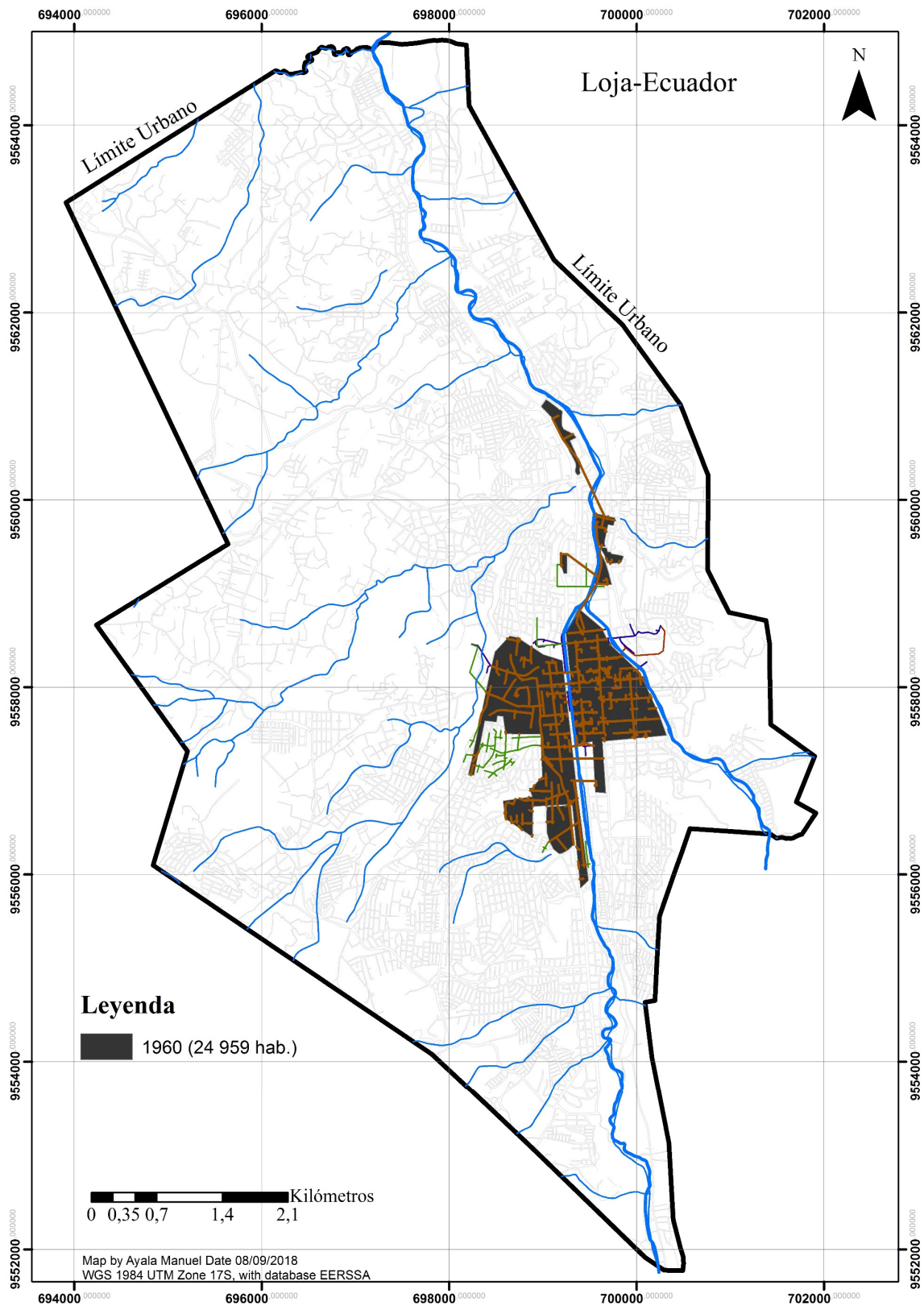


Fig. C 1. Antropización de Loja Ecuador y proceso de electrificación 1960

Anexo C 2 Proceso de antropización y electrificación 1980

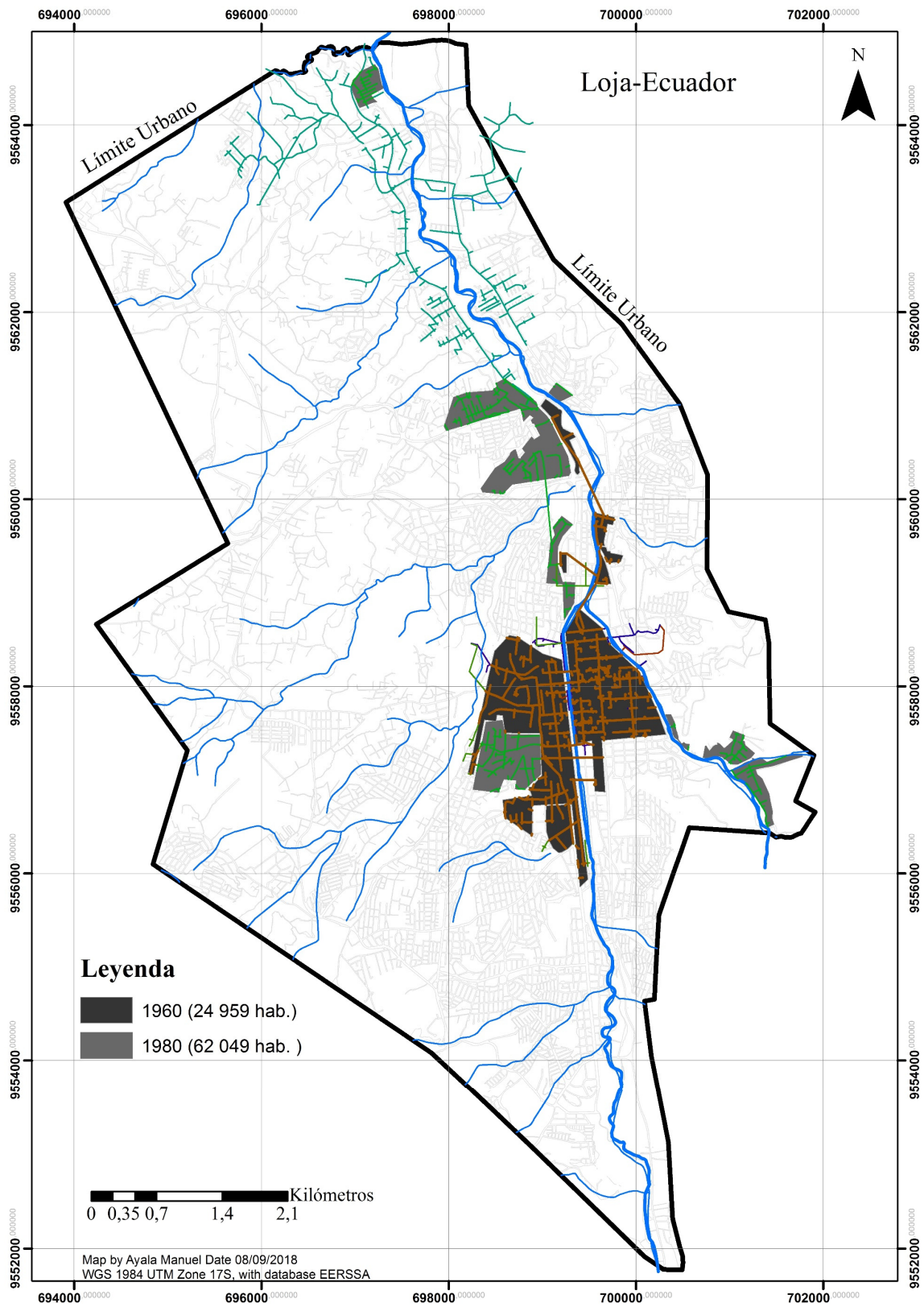


Fig. C 2. Antropización de Loja Ecuador y proceso de electrificación 1980

Anexo C 3 Proceso de antropización y electrificación 1990

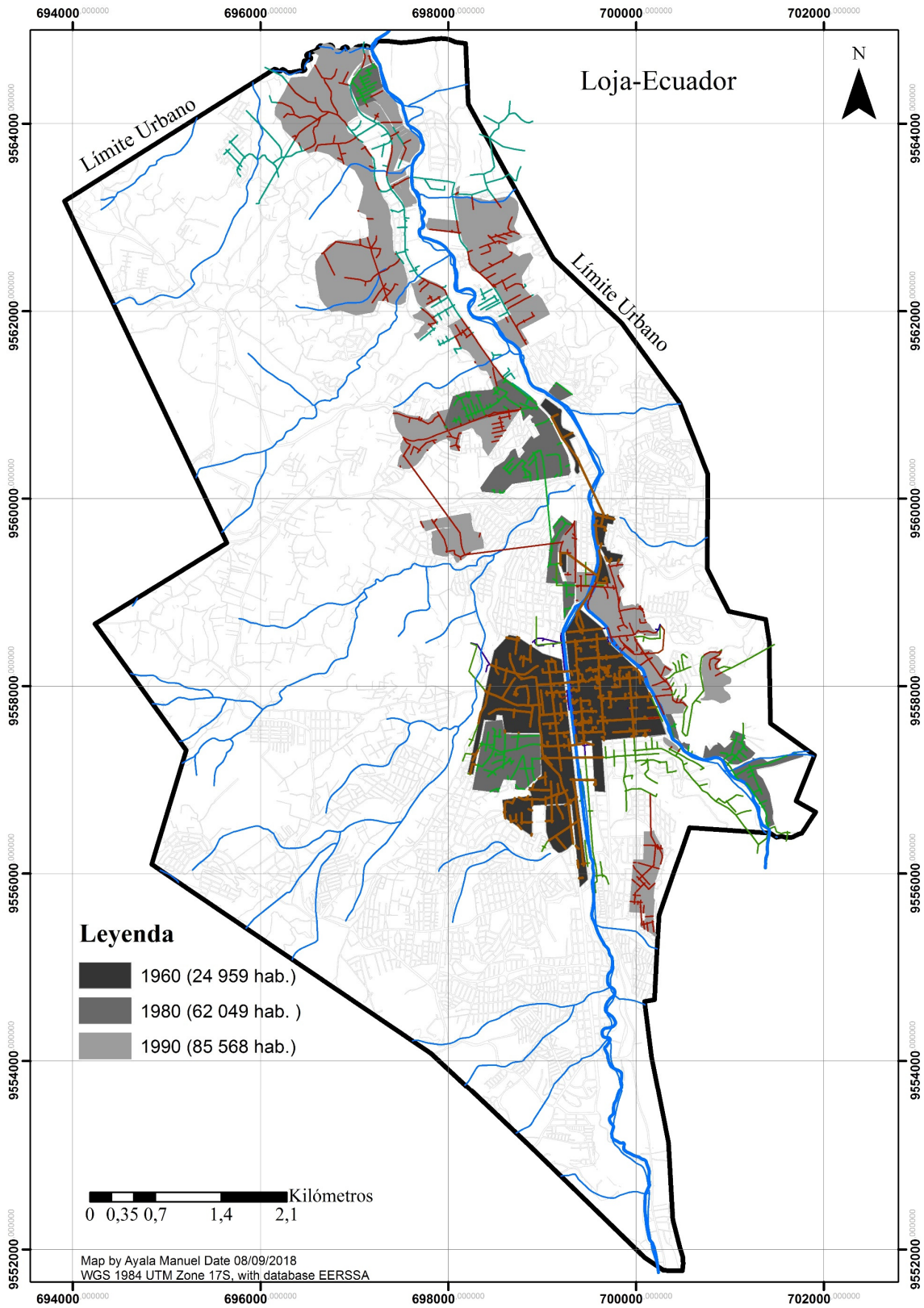


Fig. C 3. Antropización de Loja Ecuador y proceso de electrificación 1990

Anexo C 4 Proceso de antropización y electrificación 2000

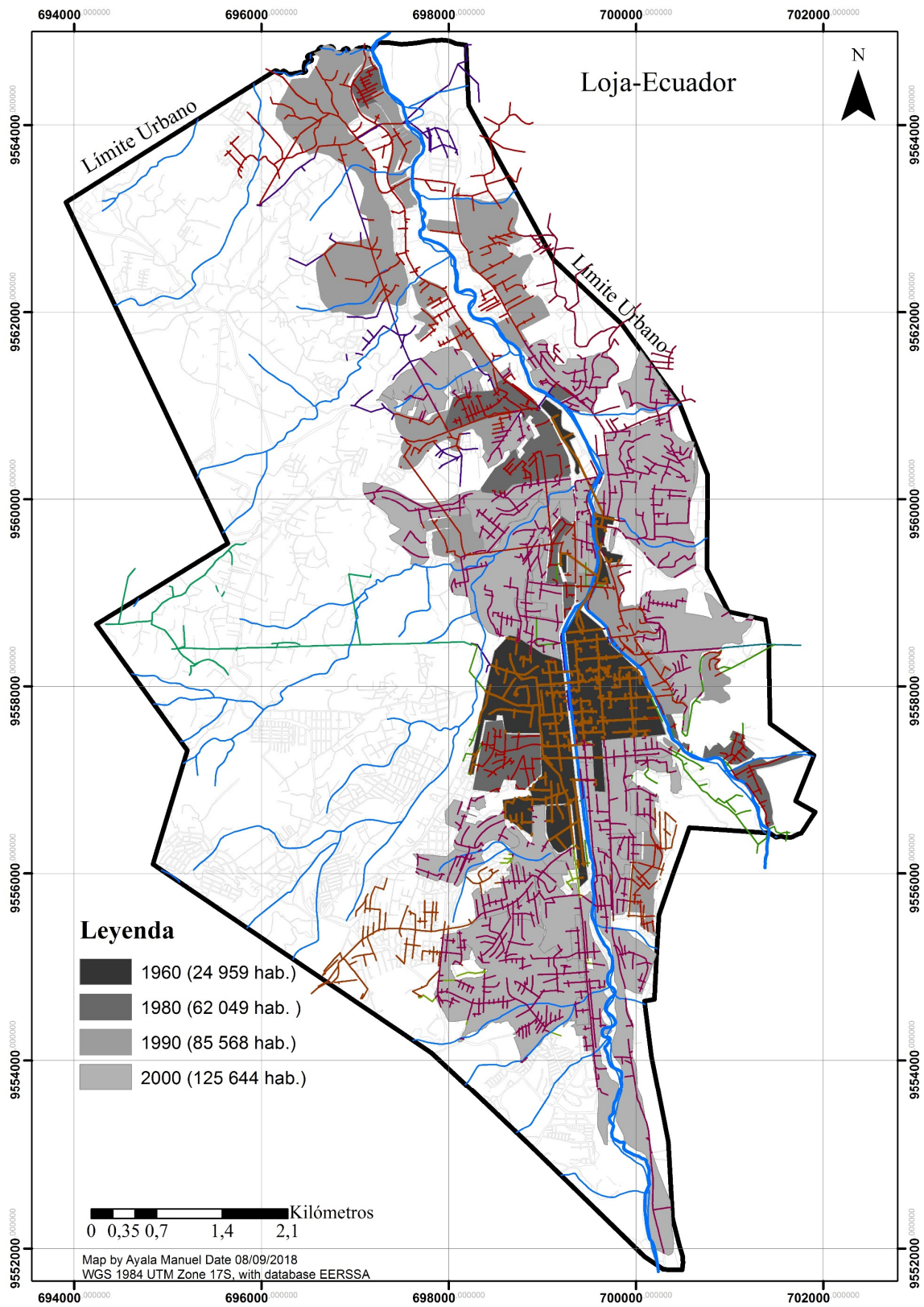


Fig. C 4. Antropización de Loja Ecuador y proceso de electrificación 2000

Anexo C 5 Proceso de antropización y electrificación 2010

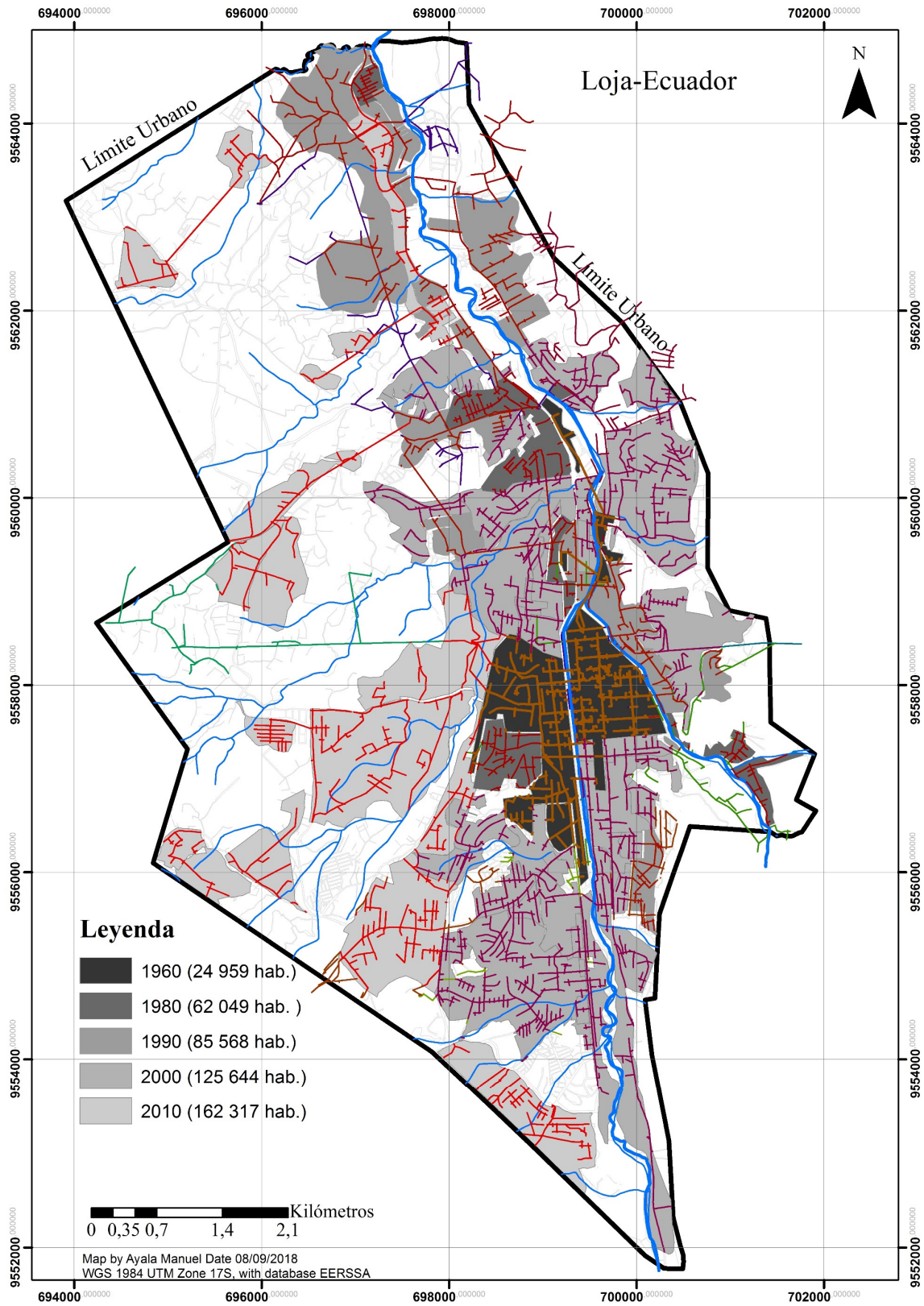


Fig. C 5. Antropización de Loja Ecuador y proceso de electrificación 2010

Anexo C 6 Proceso de antropización y electrificación 2017

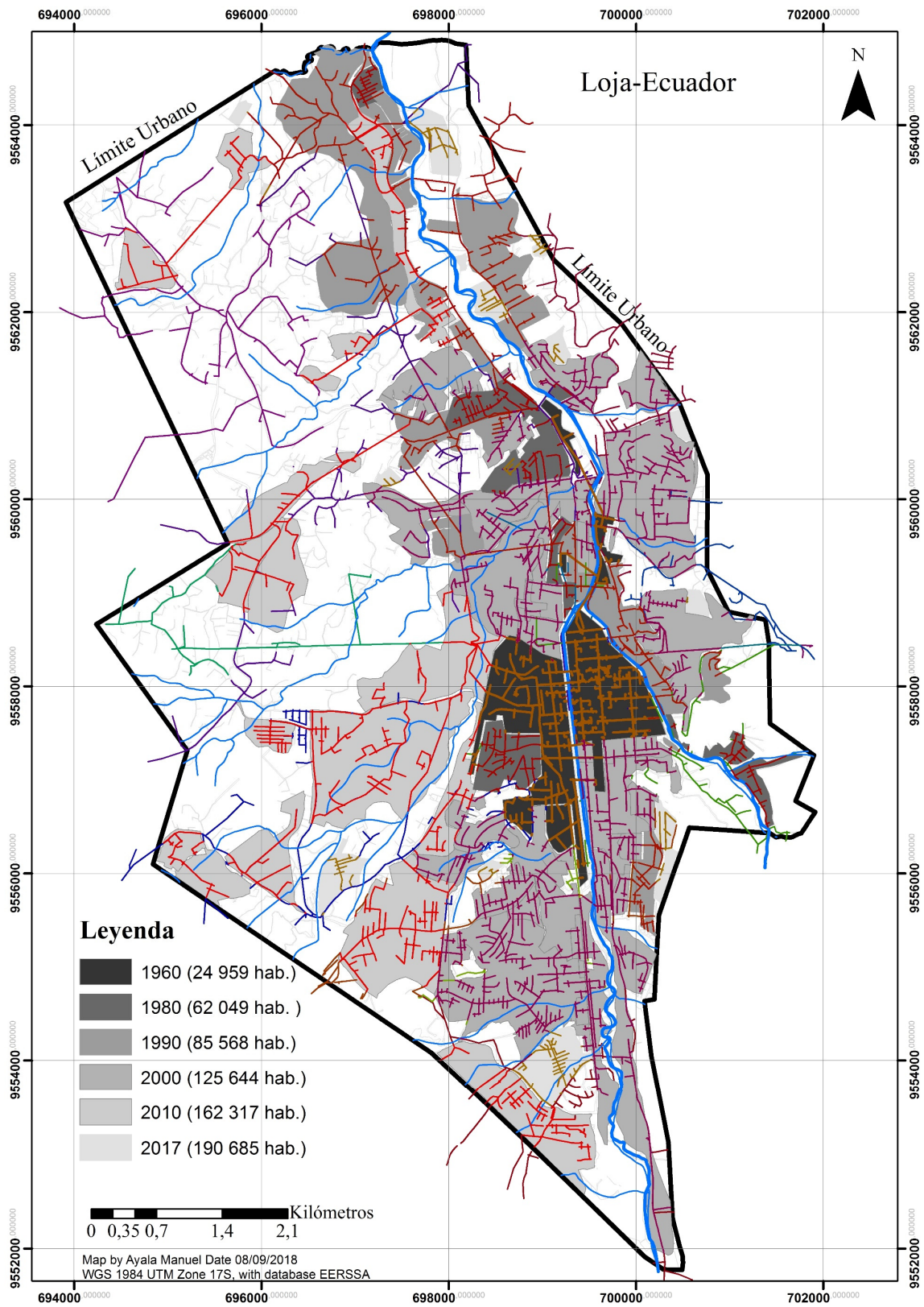


Fig. C 6. Antropización de Loja Ecuador y proceso de electrificación 2017