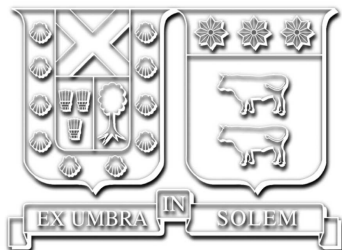

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



Desarrollo de un modelo de planificación de una microrred considerando aspectos de contaminación lumínica.

Andrés Guillermo Cortés Poblete

2025

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Dr. Danny Espín (UTFSM)

Profesor Correferente:
Dr. Víctor Hinojosa (UTFSM)

Este trabajo ha sido apoyado por SERC Chile FONDAP/CONICYT número 1523A0006.

Valparaíso, agosto, 2025.



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título; Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Desarrollo de un modelo de planificación de una microrred considerando aspectos de contaminación lumínica

Nombre del candidato(a): Andrés Guillermo Cortés Poblete

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Casa Central Valparaíso; **Departamento:** Electricidad

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Danny Alexander Espín Sarzosa, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

6 meses; 12 meses; 2 años; 3 años; 5 años; 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 18/08/2025 ; **Firma:** 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 18/08/25 ; **Firma:** 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

“La vida es un sinfín de altos y bajos, por ello siempre hay que seguir adelante, y aunque sean kilómetros o años de distancia nunca es tarde para cumplir nuestras metas”

Agradecimientos

En este espacio e instancia quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todos quienes han sido un aporte directo o indirecto al desarrollo de este trabajo.

Agradezco principalmente a mi familia, a mis padres por darme la vida y darme todas las enseñanzas que han forjado lo que soy hoy en día, gracias a sus esfuerzos he podido tener una buena vida, dándome la oportunidad de entrar a la universidad y convertirme en un profesional que los hará orgullosos.

A mi hermana mayor, por ser siempre una fuente incondicional de apoyo y comprensión en los momentos de mayor estrés y soledad.

Y a mi profesor guía, Danny Espín, quien me apoyo, ayudo y aconsejo durante todo este proceso.

Índice de Contenidos

Índice de Figuras	III
Índice de Tablas	IV
Nomenclatura	V
Resumen	1
Abstract	2
1. Introducción	3
1.1. Motivación	3
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo general	5
1.2.2. Objetivo específicos	5
1.3. Alcance	5
1.4. Estructura de trabajo	6
2. Definiciones y antecedentes	7
2.1. Microrredes	7
2.1.1. Definición	7
2.1.2. Orígenes y evolución de las microrredes	8
2.1.3. Propósito y aplicaciones de las microrredes	9
2.1.4. Principios de operación	9
2.2. Clasificación de las microrredes	10
2.3. Desarrollo e implementación de microrredes	11
2.4. Planificación de microrredes	11
2.5. Alumbrado público	13
2.5.1. Contaminación lumínica	14
2.5.2. Regulación en Chile sobre contaminación lumínica	15
3. Diseño lumínico	18
3.1. Introducción	18
3.2. Conceptos claves	18
3.3. Criterio de diseño	20
3.4. Importancia del cálculo de la iluminancia y luminancia media	21
3.5. Regulación del diseño lumínico en Chile	22
3.6. Métodos de cálculo de la iluminancia y la luminancia	26
3.7. Método de nueve puntos	27

4. Modelo matemático de la planificación de la microrred	29
4.1. Introducción	29
4.2. Formulación matemática	29
4.2.1. Función objetivo	29
4.2.2. Balance nodal	30
4.2.3. Problema de flujo de potencia lineal (DC)	30
4.2.4. Plantas fotovoltaicas	31
4.2.5. Plantas eólicas	31
4.2.6. Generadores diésel	32
4.2.7. Sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías	32
4.2.8. Contaminación lumínica	34
5. Caso de estudio	35
5.1. Sistema de prueba: IEEE 37 Node Test Feeder	35
5.2. Adaptación del sistema IEEE 37 Node Test Feeder	37
5.3. Caso de estudio que represente un microrred aislada en la región de Antofagasta	41
5.3.1. Generador diésel	42
5.3.2. Generación solar	43
5.3.3. Generación eólica	44
5.3.4. Sistema de almacenamiento de energía	45
5.3.5. Vertimiento y energía no suministrada	46
5.3.6. Demanda	47
5.3.7. Alumbrado público	49
6. Resultados y análisis	53
6.1. Casos de operación a analizar	53
6.2. Caso base: Sin restricciones lumínicas	53
6.3. Caso 1: Con restricciones de iluminancia media	59
6.4. Caso 2: Con restricciones de iluminancia media y de temperatura de color	64
6.5. Análisis general de los casos estudiados	69
7. Conclusiones y trabajo futuro	72
Apéndices	74
A. Consideraciones del método de nueve puntos	74
Bibliografía	76

Índice de Figuras

2.1.	Diagrama típico de una microrred [1]	8
3.1.	Iluminancia de una calzada [2]	19
3.2.	Disposición de luminarias [2]	21
3.3.	Límite de intensidad lumínica [3]	23
3.4.	Malla 3x3 del método de nueve puntos [4]	27
5.1.	Modelo IEEE 37 Node Test Feeder [5]	36
5.2.	Modelo caso de estudio	42
5.3.	Irradiancia anual estación meteorológica Crucero 2	44
5.4.	Velocidad del viento anual estación meteorológica b1.3a	45
5.5.	Perfil de demanda en pu de un día cualquiera	48
5.6.	Perfiles de demanda para cada estación del año	49
6.1.	Operación en verano caso base	54
6.2.	Operación en otoño caso base	55
6.3.	Operación en invierno caso base	55
6.4.	Operación en verano caso base	56
6.5.	Asignación de luminarias	57
6.6.	Iluminancia media por alumbrado público	58
6.7.	Operación en verano caso 1	59
6.8.	Operación en otoño caso 1	60
6.9.	Operación en invierno caso 1	60
6.10.	Operación en verano caso 1	61
6.11.	Asignación de luminarias	62
6.12.	Iluminancia media por alumbrado público	63
6.13.	Operación en verano caso 2	64
6.14.	Operación en otoño caso 2	65
6.15.	Operación en invierno caso 2	65
6.16.	Operación en verano caso 2	66
6.17.	Asignación de luminarias	67
6.18.	Iluminancia media por alumbrado público	68

Índice de Tablas

3.1.	Límites de iluminancia promedio para calles de clase P	24
5.1.	Valores base del sistema IEEE 37 Node Test Feeder [5]	36
5.2.	Configuraciones de cables subterráneos [5]	37
5.3.	Datos de transformadores [5]	37
5.4.	Renombre de barras de caso IEE 37 Bus	38
5.5.	Potencia balanceada en cada barra	39
5.6.	Reactancia balanceada en cada línea	40
5.7.	Límites térmicos de los conductores	41
5.8.	Especificaciones de los paneles solares PS-21M [6]	44
5.9.	Especificaciones turbinas de 3 kW [7]	45
5.10.	Especificaciones sistemas de almacenamiento [8]	46
5.11.	Tabla resumen de costos	47
5.12.	Potencia instalada plantas existentes	47
5.13.	Cantidad de equipos disponibles por tecnología	47
5.14.	Cantidad de calles por tipo	49
5.15.	Luminarias candidatas	50
5.16.	Parámetros por tipo de calle	51
5.17.	Tabla de resumen alumbrado público	52
6.1.	Costos caso de operación sin restricciones lumínicas	54
6.2.	Cantidad de equipos instalados caso base	56
6.3.	Tabla resumen de iluminancia media para cada tipo de calle	58
6.4.	Costos caso de operación con restricción de iluminancia media	59
6.5.	Cantidad de equipos instalados caso 1	61
6.6.	Tabla resumen de iluminancia media para cada tipo de calle	63
6.7.	Costos caso de operación con restricción de iluminancia media	64
6.8.	Cantidad de equipos instalados caso 2	66
6.9.	Tabla resumen de iluminancia media para cada tipo de calle	68
6.10.	Costos totales por caso	69
6.11.	Inversión por caso	69
6.12.	Operación y vertimiento por caso	69
6.13.	Aumento de demanda por caso	69
6.14.	Luminarias seleccionadas por caso	70
6.15.	Cumplimiento normativo por caso	70
A.1.	Error Relativo de la iluminancia media	75

Nomenclatura

Índices

n	Barras.
b	Baterías.
e	Demanda.
i	Calles.
j	Luminarias.
f	Generadores Diésel.
s	Plantas solares.
w	Plantas eólicas.
l	Líneas de distribución.
h	Periodos horarios.
d	Periodos diarios.

Conjuntos

H	Conjunto de horas en el horizonte de planificación.
D	Conjunto de días en el horizonte de planificación.
N	Conjunto de barras.
$F(l)$	Barra de origen de la línea l .
$T(l)$	Barra de destino de la línea l .
Ω^L	Conjunto de líneas.
Ω^E	Conjunto de demanda.
Ω^J	Conjunto de luminarias.
Ω^I	Conjunto de calles.
Ω^F	Conjunto de generadores diésel existentes.
Ω^W	Conjunto de plantas eólicas existentes.
Ω^{W+}	Conjunto de plantas eólicas candidatas.
Ω^S	Conjunto de plantas fotovoltaicas existentes.
Ω^{S+}	Conjunto de plantas fotovoltaicas candidatas.
Ω^{B+}	Conjunto de baterías candidatas.

Parámetros

$C^{PV,inv}$	Costo de inversión en $[\frac{USD}{kW}]$ de la planta fotovoltaica candidata s .
$C^{WT,inv}$	Costo de inversión en $[\frac{USD}{kW}]$ de la planta eólica candidato w .
$C^{BESS,inv}$	Costo de inversión en $[\frac{USD}{kW}]$ del almacenamiento candidato b .
C^{Diesel}	Costo de operación en $[\frac{USD}{kW}]$ de los generadores diésel existentes.
C^{curt}	Costo de vertimiento en $[\frac{USD}{kW}]$ de las plantas renovables.

x_l	Reactancia en $[\Omega]$ de la línea l .
\overline{p}_l^L	Límite térmico en [kW] de la línea l .
$Demanda_{e,h,d,n}$	Demanda e en la hora h , el día d y en la barra n en [kW].
I	Irradiancia solar en $[\frac{W}{m^2}]$.
A_{panel}	Área de los paneles fotovoltaicos en $[m^2]$.
η_{panel}	Eficiencia de los paneles fotovoltaicos.
N_{panel}	Cantidad de paneles fotovoltaicos de las plantas solares existentes.
W_{panel}	Ancho de los paneles fotovoltaicos en [m].
L_{panel}	Largo de los paneles fotovoltaicos en [m].
\overline{PWT}	Potencia máxima despachable de las plantas eólicas en [kW].
v_i	Velocidad del viento cut-in en $[\frac{m}{s}]$.
v_r	Velocidad del viento nominal en $[\frac{m}{s}]$.
v_f	Velocidad del viento cut-out en $[\frac{m}{s}]$.
SOC	Estado inicial de carga.
$\overline{PDiesel}$	Potencia máxima despachable de los generadores diésel en [kW].
η_b^{inv}	Eficiencia de carga y descarga del almacenamiento candidato.
Ψ	Número sumamente grande.
$Voll$	Costo de pérdida de carga en $[\frac{USD}{kW}]$.
$E_i^{avg,max}$	Límite máximo de luminancia media para la calle i en [Lux].
$E_i^{avg,min}$	Límite mínimo de luminancia media para la calle i en [Lux].
$Consumo^{Luminaria}$	Vector de consumo de potencia de las luminarias para cada estación del año.
$Luminancia^{Media}$	Vector de luminancia media que genera cada luminaria en cada calle.
$Temperatura^{Color}$	Vector de temperatura de color media de cada luminaria.
$C_j^{Luminaria}$	Costo de la luminaria j en [USD].
$N_i^{Luminaria}$	Cantidad de luminarias en la calle i .
N_n^{Calles}	Cantidad de calles en la barra n .
\overline{PPanel}	Potencia nominal de los paneles solares en [kW].
$\overline{PTurbina}$	Potencia nominal de las turbinas eólicas en [kW].
$\overline{PBateria}$	Potencia nominal de las baterías en [kW].
$\overline{EBateria}$	Energía nominal de las baterías en [kWh].

Variables

$p_{s,n}^{PV,inv}$	Potencia instalada de la planta fotovoltaica candidata s en la barra n .
$p_{w,n}^{WT,inv}$	Potencia instalada de la planta eólica candidata w en la barra n .
$p_{b,n}^{BESS,inv}$	Potencia instalada del almacenamiento candidato b en la barra n .
$p_{s,h,d,n}^{PV,curt}$	Vertimiento de la planta fotovoltaica s , en la hora h , en el día d y en la barra n .
$p_{w,h,d,n}^{WT,curt}$	Vertimiento de la planta eólica w , en la hora h , en el día d y en la barra n .
$p_{s,h,d,n}^{PV,out}$	Potencia de salida de la planta fotovoltaica s , en la hora h , en el día d y en la barra n .
$p_{w,h,d,n}^{WT,out}$	Potencia de salida de la planta eólica w , en la hora h , en el día d y en la barra n .
$p_{s,h,d}^{PV,allowed}$	Potencia de salida permitida de la planta fotovoltaica s ,

en la hora h , en el día d .

$p_{f,h,d,n}^{Diesel,out}$	Potencia de salida del generador diésel f , en la hora h , en el día d
y en la barra n .	
$p_{e,h,d,n}^{ENS}$	Potencia no suministrada de la demanda e , en la hora h , en el día d
y en la barra n .	
$e_{b,h,d,n}^{BESS,inv}$	Energía del almacenamiento candidato b , en la hora h en el día d
y en la barra n .	
$e_b^{BESS,inv,1}$	Energía inicial del almacenamiento candidato b en el primer día de operación.
$p_{b,h,d,n}^{BESS,Ch}$	Potencia de carga del almacenamiento candidato b , en la hora h , en el día d y en la barra n .
$p_{b,h,d,n}^{BESS,Dis}$	Potencia de descarga del almacenamiento candidato b , en la hora h , en el día d y en la barra n .
$\beta_{s,n}^{PV,inv}$	Variable de decisión de la planta fotovoltaica candidato s en la barra n .
$\beta_{w,n}^{PV,inv}$	Variable de decisión de la planta eólica candidato w en la barra n .
$\beta_{b,n}^{BESS,inv}$	Variable de decisión del almacenamiento candidato b en la barra n .
$\beta_{b,h,d,n}^{BESS,inv,op}$	Variable de decisión de estado de carga del almacenamiento candidato b , en la hora h , en el día d y en la barra n .
$p_{e,h,d,n}^{ENS}$	Energía no suministrada del generador virtual e en la hora h , el día d y en la barra n .
$n_{s,n}^{Panel}$	Paneles a instalar en la planta fotovoltaica candidata s en la barra n .
$n_{w,n}^{Tubina}$	Turbinas a instalar en la planta eólica candidata w en la barra n .
$n_{b,n}^{Bateria}$	Baterías a instalar del sistema de almacenamiento candidato b en la barra n .
$p_{l,h,d}^L$	Potencia que fluye en la línea l , en la hora h y en el día d .
$\theta_{F(l),h,d}$	Ángulo de la barra $from(l)$, en la hora h y en el día d .
$\theta_{T(l),h,d}$	Ángulo de la barra $to(l)$, en la hora h y en el día d .
$\beta_{j,i,n}^{Luminaria}$	Variable de decisión de la luminaria j a utilizar en la calle i y en la barra n .
$Demanda_{i,h,d,n}^{Luminaria}$	Demanda de la calle i , en la hora h , en el día d y en la barra n .
$E_{j,i,n}^{Luminaria}$	Iluminancia media que genera la luminaria j en la calle i y en la barra n .
$T_{j,i,n}^{Luminaria}$	Temperatura de la luminaria j utilizada en la calle i y en la barra n .

Resumen

Este trabajo se enmarca en el contexto de la transición energética, proceso global que busca reemplazar los sistemas energéticos basados en combustibles fósiles por alternativas renovables en todo el país. La motivación principal radica en que uno de los propósitos clave de esta transición es “el acceso equitativo de los servicios energéticos y calidad de vida”. Para lograrlo, una medida fundamental es la descentralización energética, en la que las microrredes emergen como una solución estratégica. Estos sistemas capaces de operar de forma aislada o conectados a la red principal, habilitan el acceso a la energía en comunidades remotas y desatendidas, permitiendo cumplir con estándares de confort térmico y lumínico esenciales para el bienestar humano.

No obstante, en octubre de 2024 entró en vigencia el Decreto Supremo 1 que establece la norma de emisión de luminosidad artificial generada por el alumbrado exterior. Por tanto, perseguir estándares de confort lumínico exige el cumplimiento de las regulaciones ambientales sobre contaminación lumínica. Este desafío adquiere especial relevancia en las regiones con observatorios astronómicos, así como por sus efectos en la salud humana y los ecosistemas.

Con este propósito, el estudio presenta el desarrollo de un modelo de planificación de microrredes que incorpora restricciones asociadas a la contaminación lumínica, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de la normativa lumínica. Este modelo matemático integra variables técnicas, económicas y ambientales, considerando tanto las particularidades del sistema eléctrico como las exigencias normativas sobre alumbrado público, en especial de alumbrado vehicular. Para validar su aplicabilidad, se utiliza el sistema de prueba IEEE de 37 barras, el cual fue adaptado para representar una microrred aislada con datos reales de un sistema en la región de Antofagasta, permitiendo evaluar su desempeño bajo diferentes escenarios.

Entre los resultados obtenidos, se logró incorporar con éxito restricciones de contaminación lumínica, incluyendo límites de iluminancia media y temperatura de color, validados en tres escenarios: un caso base sin restricciones de contaminación lumínica, un caso 1 con solamente iluminancia media restringida, y un caso 2 con temperatura de color e iluminancia media restringidas. En los tres escenarios se evidenció inversión en energías renovables para cubrir la demanda durante las horas diurnas, así como en sistemas de almacenamiento diseñados para absorber el excedente de generación diurna y descargarlo durante la noche, reduciendo así el uso del generador diésel. La comparación de escenarios mostró que el caso 2 presentó el mayor costo, debido a que el uso de luminarias que cumplen con la normativa implicó un aumento de la demanda total y un mayor costo de inversión. Finalmente, este trabajo contribuye al desarrollo de modelos de planificación de microrredes adaptadas a zonas aisladas, integrando criterios de calidad lumínica.

Abstract

This work is set within the context of the energy transition, a global process aimed at replacing fossil fuel based energy systems with renewable alternatives across the country. The primary motivation lies in the fact that one of the key objectives of this transition is “equitable access to energy services and quality of life.” Achieving this requires, as a fundamental measure, energy decentralization, in which microgrids emerge as a strategic solution. These systems, capable of operating either in isolation or connected to the main grid, enable access to electricity in remote and underserved communities, allowing compliance with essential thermal and lighting comfort standards that are critical to human well being.

However, in October 2024, Supreme Decree No. 1 came into force, establishing emission standards for artificial light generated by outdoor lighting. Therefore, pursuing lighting comfort standards requires compliance with environmental regulations on light pollution. This challenge is particularly significant in regions hosting astronomical observatories, as well as due to its effects on human health and ecosystems.

To address this, the study presents the development of a microgrid planning model that incorporates constraints related to light pollution, with the objective of ensuring compliance with lighting regulations. This mathematical model integrates technical, economic, and environmental variables, taking into account both the specific characteristics of the electrical system and the regulatory requirements for public lighting, particularly vehicular lighting. To validate its applicability, the IEEE 37-bus test system was adapted to represent an isolated microgrid using real data from a system in the Antofagasta region, allowing for performance assessment under different scenarios.

Among the results obtained, light pollution constraints including limits on average illuminance and color temperature were successfully incorporated and validated in three scenarios: a baseline case without light pollution restrictions, Case 1 with only average illuminance restricted, and Case 2 with both color temperature and average illuminance restricted. In all three scenarios, investment in renewable energy sources was observed to meet daytime demand, along with storage systems designed to absorb surplus daytime generation and discharge it at night, thereby reducing the use of the diesel generator. The scenario comparison showed that Case 2 presented the highest cost, as the use of luminaires compliant with regulations led to an increase in total demand and higher investment costs. Ultimately, this work contributes to the development of microgrid planning models tailored to isolated areas, integrating lighting quality criteria.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La transición energética consiste en el proceso de cambio del sistema energético actual, basado predominantemente en combustibles fósiles, hacia un sistema más sostenible y renovable. Este proceso implica la adopción de energías como la solar, eólica, hidráulica y geotérmica, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la eficiencia energética. Además, implica la electrificación de sectores como el transporte y la calefacción, y el desarrollo de tecnologías de almacenamiento para manejar la intermitencia de las energías renovables. También existe el término "transición energética justa", que se enfoca en asegurar que los beneficios y costos de esta transformación se distribuyan de manera equitativa. Busca abordar las posibles desigualdades, garantizando que todas las comunidades, especialmente las más vulnerables, tengan acceso a los beneficios de la transición [9].

Con respecto a lo anterior, en Chile está en consideración una Política energética 2050 [10] que tiene como finalidad la transición energética del país. Uno de los principales objetivos es el desarrollo de energía limpia, con inclusión y participación de los territorios y comunidades del país. Por ello, se promueve el desarrollo local y la descentralización de la energía para generar un impacto positivo en el bienestar de las comunidades [11]. La descentralización energética tiene como beneficios acercar la generación a los puntos de consumo, aumentar la independencia energética, facilitar y acelerar la transición energética justa y sostenible, disminuir el tiempo de construcción de la infraestructura necesaria, simplificar su operación y crear mercados locales entre consumidores y prosumidores [12]. En este contexto, la implementación de microrredes es una alternativa para aportar al objetivo de la descentralización, ya que permiten generar, almacenar y gestionar energía localmente, reduciendo la dependencia de las grandes redes centrales y mejorando la resiliencia energética [13].

Una microrred es un sistema energético local que combina diversas fuentes de generación de energía, como paneles solares, turbinas eólicas y generadores diésel, con dispositivos de almacenamiento, como baterías, y diferentes tipos de cargas de consumo, ya sean industriales, residenciales o comerciales [14]. Este sistema puede operar de manera aislada, independiente de la red eléctrica principal, o conectado a ella, permitiendo una gestión flexible y optimizada del flujo de energía. Las microrredes mejoran la eficiencia energética, reducen costos, aumentan la resiliencia del suministro eléctrico ante interrupciones y faci-

litan la integración de fuentes de energía renovable. Esto último se logra al permitir una mayor proporción de energía renovable, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero, al tiempo que proporcionan un suministro más estable y confiable de energía [15].

Para la implementación de una microrred es necesario considerar una diversidad de etapas, siendo la primera de todas el diseño y la planificación. Esta consiste en determinar y dimensionar los recursos de generación, almacenamiento, y de control, con el objetivo de satisfacer la demanda energética, minimizar costos, aumentar la fiabilidad y eficiencia, mejorar la autonomía, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, entre otros [16], [17]. Para lograr esto, se realizan estudios de viabilidad que analizan el perfil de consumo de energía, la disponibilidad de recursos renovables locales y las restricciones regulatorias. Estos estudios ayudan a diseñar una microrred optimizada que maximice la integración de energías renovables y garantice la estabilidad del sistema.

Uno de los aspectos de la planificación es el análisis del perfil de consumo del sistema, para lo cual se utilizan diversos métodos de pronósticos basados en datos históricos [1], [18], [19]. Aunque en el análisis de la demanda en las microrredes no es común desglosar los tipos de cargas que componen dicha demanda, ya que no es el enfoque principal de estos estudios [18], [19], existen investigaciones en la literatura que sí realizan la diferenciación de los tipos de cargas. Por ejemplo, en [20] se modela el consumo de una microrred residencial basada en eventos, siendo alguno de estos eventos las cargas constantes, el sistema de ventilación, la iluminación, entre otros.

Considerando lo anterior, es factible diferenciar el tipo de cargas que componen el consumo de una microrred, siendo una de estas cargas la iluminación, que puede incluir las luminarias de las casas o el alumbrado público. Por tanto, las luminarias, especialmente las de alumbrado público, son parte del consumo de las microrredes y responsables de una de las problemáticas que pasa más desapercibida, la contaminación lumínica [21]. La contaminación lumínica corresponde a la alteración de la oscuridad natural de la noche, provocada por luz desaprovechada, innecesaria o inadecuada generada por el alumbrado de exteriores, lo que genera impactos en la salud y en la vida de los seres vivos. Es un problema global que afecta especialmente a las ciudades, aunque no de manera exclusiva, siempre involucrando un desperdicio de luz [22].

El exceso de luz artificial tiene un gran impacto en la salud humana, la eficiencia energética, la biodiversidad y la calidad de los cielos nocturnos del norte del país, los cuales son fundamentales para el estudio astronómico [23, 24]. En Chile, hasta octubre de 2024, estaba vigente el Decreto 43 [25], que establecía regulaciones y fiscalización de la iluminación en territorios protegidos. No obstante, el 19 de octubre de 2024 entró en vigencia el Decreto 1 [26], que extiende estas regulaciones a todo el país debido a la alta contaminación lumínica en sectores no protegidos [27]. Por lo tanto, la incorporación explícita de los aspectos de contaminación lumínica en los modelos de planificación óptima de microrredes representa una oportunidad significativa para optimizar el diseño de sistemas de alumbrado público. Al integrar estas consideraciones en el modelo, se evita la necesidad de realizar recambios de luminarias posteriores a la implementación de la microrred, como los actualmente requeridos para cumplir con el Decreto 1 [26]. Además, esta integración elimina la necesidad de estudios de luminancia separados, realizados tras el diseño de la microrred, permitiendo evaluar de inmediato el consumo energético de luminarias que cumplen con la normativa, su impacto en la demanda y la capacidad del

sistema para satisfacerla de manera eficiente.

Según nuestro conocimiento, no se encuentran trabajos en la literatura que aborden en conjunto la contaminación lumínica con la planificación de las microrredes. Por lo tanto, este trabajo hace una contribución a la literatura al desarrollar un modelo de planificación de una microrred que considere la contaminación lumínica generada por las luminarias del alumbrado público.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Desarrollar un modelo de planificación de una microrred que considere aspectos de contaminación lumínica.

1.2.2. Objetivo específicos

Para alcanzar el objetivo general planteado, se abordan los siguientes objetivos específicos:

- Identificar en la literatura especializada, propuestas y metodologías de planificación de microrredes que aborden aspectos de contaminación lumínica.
- Modelar la contaminación lumínica, de tal forma que se pueda incorporar en el problema de formulación de planificación de una microrred.
- Formular el modelo de planificación para una microrred integrando los aspectos asociados a la contaminación lumínica.
- Validar el modelo propuesto en un caso de estudio que represente una microrred y analizar su desempeño considerando aspectos técnicos, económicos y de contaminación lumínica.

1.3. Alcance

El alcance del presente estudio es el desarrollo de la planificación de una microrred mediante una formulación de programación lineal entera mixta (MILP, del inglés *Mixed-Integer Linear Programming*), bajo un enfoque determinista. Esta planificación considerará de forma explícita la desagregación del alumbrado público como una de las cargas eléctricas de la microrred, lo cual permite abordar con mayor detalle su comportamiento e impacto en el sistema.

Particularmente, se considerará como alumbrado público exclusivamente el alumbrado vehicular, es decir, aquel destinado a iluminar calles y avenidas para el tránsito de vehículos. Para este tipo de carga, se formularán restricciones específicas que representen los efectos de la contaminación lumínica. De esta forma, se busca que el modelo no solo cumpla con criterios técnicos y económicos, sino también que incorpore consideraciones ambientales asociadas a la contaminación lumínica.

1.4. Estructura de trabajo

El presente trabajo se estructura en seis capítulos que abordan de manera sistemática el estudio de las microrredes y el alumbrado público con un enfoque en la contaminación lumínica. El Capítulo 1 introduce el tema, exponiendo la motivación y los objetivos generales y específicos que guían la investigación. El Capítulo 2 contextualiza al lector sobre las microrredes, el alumbrado público y los fundamentos de la contaminación lumínica. En el Capítulo 3 se detallan los aspectos generales del diseño lumínico y los conceptos necesarios para identificar y evidenciar la contaminación lumínica. El Capítulo 4 presenta la propuesta metodológica para el diseño de una microrred y el sistema de alumbrado público. El Capítulo 5 presenta el caso de estudio, describiendo el escenario seleccionado, las condiciones específicas de implementación y los datos recopilados durante la investigación. El Capítulo 6 provee y analiza los resultados obtenidos, evaluando el desempeño de la microrred y el alumbrado público en relación con la mitigación de la contaminación lumínica. Finalmente, el Capítulo 7 ofrece las conclusiones del trabajo, destacando las contribuciones realizadas, evaluando el impacto de los resultados y proponiendo líneas de investigación futuras para profundizar en el desarrollo de soluciones sostenibles en este ámbito.

Capítulo 2

Definiciones y antecedentes

2.1. Microrredes

2.1.1. Definición

El término microrred ha sido definido de diversas maneras en la literatura técnica y científica [28], reflejando la evolución del concepto en función de los avances tecnológicos, los marcos regulatorios y las necesidades energéticas específicas de cada contexto. En líneas generales, una microrred puede describirse como un sistema eléctrico de pequeña escala que agrupa y coordina localmente cargas, recursos energéticos distribuidos (DERs, del inglés *Distributed Energy Resources*) y sistemas de almacenamiento de energía (ESSs, del inglés *Energy Storage Systems*), con el objetivo de suministrar energía de forma eficiente, segura y sostenible a una determinada área geográfica, ya sea una comunidad, una instalación industrial, un campus universitario o una zona rural aislada.

Una de las características clave de las microrredes es su capacidad de operar tanto en modo conectado a la red principal (modo *grid-connected*) como de manera autónoma (modo *islanded*), lo que proporciona una mayor flexibilidad operativa y resiliencia ante interrupciones del suministro convencional. Esta capacidad de funcionamiento independiente es especialmente relevante en contextos donde la continuidad del suministro eléctrico es crítica o donde el acceso a la red eléctrica convencional es limitado o inexistente.

Desde un punto de vista funcional, las microrredes están diseñadas para optimizar el uso de recursos energéticos locales, reducir pérdidas en la transmisión, mejorar la calidad del suministro, y facilitar la integración de fuentes de energía renovables, como solar fotovoltaica, eólica o biomasa. Además, el sistema de gestión de energía (EMS, del inglés *Energy Management System*) juega un rol central al coordinar el despacho de los recursos, monitorear las condiciones operativas y garantizar un equilibrio entre generación, almacenamiento y consumo.

Si bien existen múltiples definiciones formales [15], [28], [29], [19], en la mayoría de ellas se reconocen una serie de componentes esenciales que caracterizan a una microrred:

- Cargas locales, que representan la demanda energética del sistema.
- DERs, que incluyen fuentes renovables y no renovables a pequeña escala.
- ESSs, que permiten gestionar la variabilidad de las fuentes renovables y mejorar la

estabilidad del sistema.

- EMS, encargado del monitoreo, control y optimización de la operación.
- Punto común de acoplamiento (PCC, del inglés *Point of Common Coupling*), presente cuando la microrred está interconectada con la red principal, permitiendo la importación o exportación de energía.

Además de estos componentes, las microrredes pueden incorporar tecnologías avanzadas como sistemas de control en tiempo real, dispositivos de protección adaptativa y herramientas de pronóstico energético, que contribuyen a mejorar su eficiencia operativa, estabilidad y sostenibilidad.

La Figura 2.1, imagen extraída de la referencia [1], muestra un diagrama representativo de una microrred, donde se integran distintas fuentes de generación renovables, un generador diésel como respaldo, un sistema de almacenamiento por baterías y diversas cargas, algunas de ellas con capacidad de gestión programable. Este esquema ejemplifica el enfoque modular y escalable que caracteriza a las microrredes modernas con la posibilidad de ser programables.

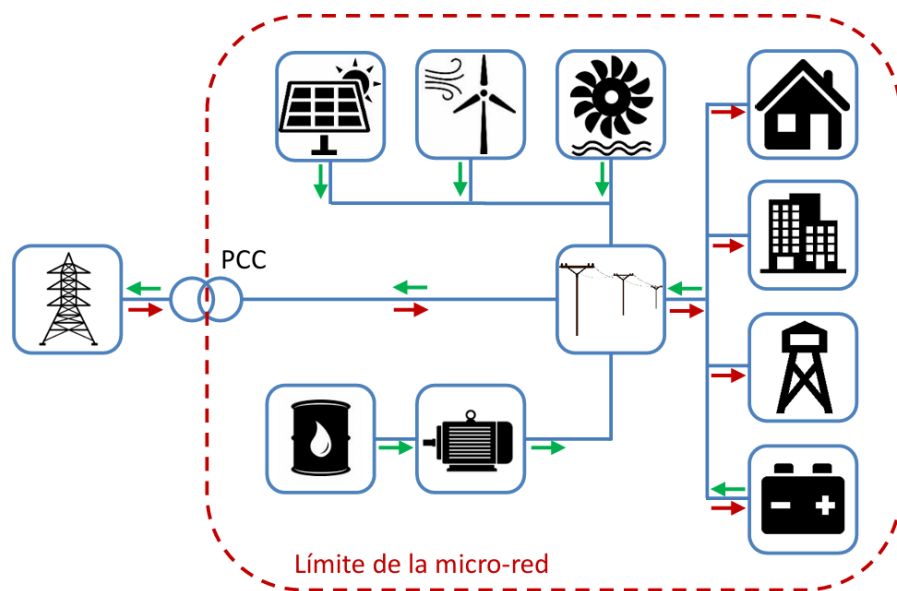


Figura 2.1: Diagrama típico de una microrred [1]

2.1.2. Orígenes y evolución de las microrredes

El concepto de microrredes se ha desarrollado como una alternativa para enfrentar diversos desafíos de los sistemas eléctricos convencionales, tales como la creciente demanda energética, la integración de fuentes renovables intermitentes, y la necesidad de mejorar la calidad y continuidad del suministro en zonas remotas o con baja confiabilidad. A partir de la década de los noventa, instituciones académicas y centros de investigación comenzaron a explorar la posibilidad de operar de forma coordinada y autónoma sistemas de generación distribuida a pequeña escala. Uno de los proyectos pioneros fue el liderado por el *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions* (CERTS), que propuso una

arquitectura de microrred que integra recursos energéticos distribuidos, almacenamiento y controladores inteligentes, capaz de operar tanto conectada a la red como en modo isla [30].

Este enfoque despertó un interés creciente, especialmente en regiones donde la expansión de la infraestructura de transmisión resulta compleja o costosa. Adicionalmente, el aumento de fenómenos climáticos extremos y eventos que afectan la estabilidad del sistema eléctrico han impulsado la búsqueda de soluciones resilientes. Las microrredes, al permitir una operación autónoma en caso de contingencias y facilitar la integración de energías renovables locales, se han posicionado como una opción viable para fortalecer la flexibilidad y sostenibilidad de los sistemas eléctricos modernos [31].

2.1.3. Propósito y aplicaciones de las microrredes

Las microrredes cumplen diversas funciones según el contexto en el que se implementen. Su propósito central es proporcionar un suministro eléctrico confiable, eficiente y ambientalmente sustentable a una sección definida del sistema eléctrico, como instalaciones industriales, campus universitarios, comunidades rurales o servicios críticos. Gracias a su capacidad para operar en modo isla, pueden mantener la continuidad del suministro incluso cuando el sistema principal presenta fallas, lo que resulta especialmente relevante en hospitales, estaciones de emergencia, y centros de datos [32].

Además de su función resiliente, las microrredes permiten optimizar el aprovechamiento de recursos energéticos locales, especialmente de fuentes renovables como solar fotovoltaica, eólica o minihidroeléctrica, los cuales pueden ser complementados con sistemas de almacenamiento energético. Esta capacidad contribuye a reducir la dependencia de combustibles fósiles y a mejorar la eficiencia operativa general del sistema. En contextos de acceso limitado a redes eléctricas convencionales, como zonas rurales o aisladas, las microrredes también ofrecen una solución técnica y económicamente viable para avanzar en el acceso universal a la electricidad, en línea con los objetivos de desarrollo sostenible [33,34].

2.1.4. Principios de operación

El funcionamiento de una microrred depende significativamente de su arquitectura y del tipo de control implementado. Generalmente, una microrred se caracteriza por su capacidad para gestionar localmente la generación, el almacenamiento y la demanda de energía, coordinando estos elementos a través de un EMS. Este sistema centraliza la supervisión y toma de decisiones, evaluando parámetros como la previsión de demanda, el estado de carga de las baterías, las condiciones meteorológicas y la disponibilidad de recursos renovables, con el objetivo de operar la microrred de forma óptima [35].

El EMS puede implementar diferentes estrategias de control, incluyendo esquemas jerárquicos, descentralizados o distribuidos, dependiendo del nivel de complejidad y del grado de autonomía deseado. En modo conectado a la red, la microrred puede intercambiar energía con el sistema principal, contribuyendo a la estabilidad general mediante servicios complementarios como la regulación de frecuencia o el soporte de tensión. En cambio, en modo isla, la operación se torna más compleja, ya que se requiere balancear generación y demanda localmente, manteniendo la estabilidad del sistema de forma independiente.

Además, la implementación de estrategias de control avanzadas, como los sistemas multiagente y el control predictivo basado en modelos, ha ganado atención en la gestión

de microrredes. Estas técnicas permiten una gestión más eficiente y flexible de los recursos energéticos distribuidos, mejorando la resiliencia y la capacidad de respuesta del sistema ante variaciones en la generación y la demanda.

2.2. Clasificación de las microrredes

Las microrredes pueden clasificarse según diversos criterios, tales como su conexión a la red principal, el tipo de corriente que emplean, su escala y su aplicación específica [14]. A continuación, se detallan algunas de las categorías más relevantes:

1) Según la conexión a la red:

- Microrredes conectadas a la red (*grid-connected*): Operan en sincronía con la red eléctrica principal, permitiendo un intercambio bidireccional de energía. Esta capacidad facilita su participación en mercados energéticos locales y contribuye a la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.
- Microrredes aisladas (*stand-alone o islanded*): Funcionan de manera independiente, sin conexión al sistema eléctrico convencional. En estos casos, es esencial que la microrred gestione internamente el equilibrio entre generación y demanda. Este tipo de configuración es común en áreas rurales, islas, bases militares o instalaciones estratégicas donde la conexión a la red principal es inviable o poco confiable.

2) Según el tipo de corriente:

- Microrredes de corriente alterna (CA): Son las más extendidas debido a su compatibilidad con la infraestructura eléctrica existente. Facilitan la integración de diversas fuentes de generación y cargas que operan en CA.
- Microrredes de corriente continua (CC): Ofrecen ventajas en términos de eficiencia, especialmente en sistemas con alta penetración de fuentes renovables como la energía solar fotovoltaica, así como en aplicaciones que utilizan dispositivos electrónicos que operan inherentemente en CC.
- Microrredes híbridas (CA/CC): Combinan ambas formas de corriente para maximizar la flexibilidad y eficiencia del sistema, permitiendo una integración más efectiva de diversas fuentes de generación y tipos de carga.

3) Según la aplicación o sector:

- Microrredes residenciales: Diseñadas para abastecer conjuntos de viviendas o comunidades, generalmente incorporan generación distribuida, como sistemas fotovoltaicos, y almacenamiento local de energía. El objetivo principal de las microrredes residenciales suele ser el autoconsumo y la reducción de costos energéticos.
- Microrredes industriales: Orientadas a suministrar energía a plantas industriales o centros productivos. En estos entornos, la confiabilidad y la calidad del suministro son críticas, por lo que es común la inclusión de sistemas de almacenamiento y generación de respaldo.

- Microrredes institucionales o comerciales: Implementadas en universidades, hospitales, centros de datos, aeropuertos, entre otros. Están diseñadas para garantizar la operatividad de cargas críticas, incluso ante fallas en la red externa.
- Microrredes comunitarias: Aplicadas en zonas rurales o aisladas, representan una solución integral para la electrificación y el desarrollo local, frecuentemente con financiamiento público o internacional.

Las microrredes ofrecen una serie de beneficios que las posicionan como una solución energética atractiva en distintos contextos técnicos, sociales y ambientales. Desde el punto de vista de la fiabilidad, estas permiten mantener el suministro eléctrico mediante su capacidad de operar en modo isla, lo cual resulta especialmente valioso ante interrupciones o contingencias en la red principal. En términos de sostenibilidad ambiental, la posibilidad de integrar fuentes renovables a nivel local contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles y fomentando una matriz energética más limpia. Asimismo, al generar y consumir energía en un mismo entorno geográfico, se reducen las pérdidas técnicas asociadas a la transmisión y distribución, lo que mejora la eficiencia global del sistema. Otro aspecto destacable es la flexibilidad que ofrecen para adaptarse a cambios en la demanda mediante una integración escalonada de nuevos recursos energéticos, lo que las convierte en una alternativa versátil tanto para contextos rurales como urbanos. Finalmente, desde una perspectiva socioeconómica, las microrredes pueden incentivar el desarrollo económico local, al proporcionar mayor autonomía energética y abrir oportunidades para la participación comunitaria en proyectos de generación distribuida [14], [15].

2.3. Desarrollo e implementación de microrredes

El desarrollo e implementación de una microrred involucra un conjunto de etapas que deben abordarse de manera estructurada para garantizar su viabilidad técnica, económica y operativa [28]. En términos generales, la implementación comprende las fases de diagnóstico inicial, planificación, diseño, implementación, operación y mantenimiento. La etapa de diagnóstico permite identificar las necesidades energéticas de la zona, las condiciones del entorno y las restricciones técnicas y normativas. Posteriormente, la fase de planificación adquiere un rol central, ya que en ella se define la arquitectura del sistema, se evalúan las tecnologías disponibles, se dimensionan los recursos energéticos distribuidos, se proyectan los costos y se identifican posibles fuentes de financiamiento. Esta etapa también contempla el análisis de factibilidad técnica y económica, la evaluación de impactos sociales y ambientales, y la elaboración de estrategias para la gestión energética, considerando tanto el modo conectado como el modo isla. A continuación, las etapas de diseño e implementación materializan los lineamientos definidos, mientras que las fases de operación y mantenimiento aseguran el correcto funcionamiento del sistema a lo largo del tiempo. Dada su relevancia en la toma de decisiones estratégicas y el éxito global del proyecto, en la siguiente sección se abordará la etapa de planificación.

2.4. Planificación de microrredes

La planificación constituye una etapa fundamental en el desarrollo de microrredes, ya que establece los lineamientos para la toma de decisiones técnicas, económicas y operativas

que influirán en el desempeño del sistema a corto, mediano y largo plazo. Esta fase abarca la definición de los objetivos energéticos, el análisis del contexto local, la evaluación de los recursos disponibles, la selección de la arquitectura del sistema, así como un estudio de factibilidad que considere aspectos técnicos, regulatorios, sociales y ambientales [16].

Uno de los primeros pasos del proceso de planificación consiste en establecer los objetivos del proyecto. Estos pueden estar orientados hacia diversos fines, tales como mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, incorporar fuentes de energía renovable, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, abastecer zonas geográficamente aisladas o aumentar la resiliencia del sistema ante perturbaciones externas. A partir de dichos objetivos, se define el alcance del sistema y los criterios con los cuales se evaluarán las distintas alternativas tecnológicas y operativas.

Posteriormente, se realiza un levantamiento exhaustivo de información que incluye tanto el entorno físico como las características de los usuarios involucrados. Esta etapa considera variables como la ubicación geográfica, las condiciones climáticas, la infraestructura energética existente, las normativas locales y la disponibilidad de recursos energéticos, sean estos renovables o convencionales. En función de esta información, se determinan las tecnologías más apropiadas para la generación, el almacenamiento y la gestión de la energía dentro de la microrred.

Uno de los pilares fundamentales en esta etapa es la caracterización de la demanda. Para ello, se recopilan datos históricos de consumo eléctrico, se identifican los patrones horarios y estacionales, y se proyecta el crecimiento de la demanda a lo largo del horizonte de planificación [1], [18]. Esta caracterización permite dimensionar adecuadamente los recursos energéticos y definir estrategias de operación eficientes que equilibren el suministro y el consumo de energía.

Adicionalmente, esta etapa incluye el diseño de la topología de la microrred, es decir, la forma en que los distintos elementos del sistema estarán interconectados. Este diseño debe considerar criterios como la seguridad operativa, la capacidad de adaptación frente a fallas y la posibilidad de funcionamiento en modo isla. Paralelamente, se lleva a cabo un análisis económico que contempla los costos de inversión, operación y mantenimiento, junto con el análisis de incentivos disponibles y la evaluación del retorno sobre la inversión. Asimismo, se planifica la incorporación de un EMS, cuya función es monitorear y optimizar la operación del sistema en tiempo real, coordinando la interacción entre generación, almacenamiento y consumo, y permitiendo una respuesta adecuada ante eventos de la red principal.

En el marco de la caracterización de la demanda, resulta relevante clasificar los distintos tipos de cargas que conforman el sistema, dado que cada una posee características técnicas y operativas particulares. Por ejemplo, en [20] se presenta un desglose del consumo energético de una microrred residencial en función de eventos característicos, identificando entre estos a las cargas constantes, los sistemas de ventilación y la iluminación. En este contexto, y considerando tanto entornos urbanos como rurales, una de las cargas corresponde al sistema de alumbrado público. Esta carga no solo constituye una parte del consumo energético en determinados sectores, sino que también desempeña un papel esencial en la seguridad pública y en la calidad de vida. Además, forma parte de los objetivos de la transición energética, orientados a garantizar el confort lumínico [10]. Al reconocer que es posible desagregar esta carga dentro del conjunto total de la demanda, se abre también la posibilidad de incorporar en el proceso de planificación de la microrred

otros factores asociados, como la contaminación lumínica. Esta puede entenderse como un impacto ambiental análogo a las emisiones de dióxido de carbono, en tanto ambas representan externalidades negativas que deben ser consideradas para avanzar hacia un desarrollo energético verdaderamente sostenible [36]. Por este motivo, en la siguiente sección se hablará del sistema de alumbrado, haciendo énfasis en la contaminación lumínica y su impacto en el mundo.

2.5. Alumbrado público

“El alumbrado público corresponde al servicio que tiene como objeto proporcionar de forma eficiente una adecuada visibilidad a los usuarios de vías de bienes nacionales de uso público, destinadas al tránsito vehicular y/o peatonal, durante las horas de oscuridad, para apoyar la seguridad del tránsito, del flujo del tránsito y la seguridad pública” [37].

Este servicio, es esencial para la vida urbana moderna, no solo garantiza la seguridad y la movilidad de las personas durante la noche, sino que también tiene un fuerte componente social y económico. La presencia de un adecuado alumbrado en calles y plazas fomenta la vida nocturna, mejora la percepción de seguridad en las comunidades y contribuye a la interacción social en espacios públicos. Además, al iluminar las vías, el alumbrado público permite una mayor eficacia en las operaciones de las autoridades, como la policía y los servicios de emergencia.

El alumbrado público no se limita a la simple función de visibilidad. También, tiene un impacto estético y emocional en los espacios urbanos. Un diseño adecuado de la iluminación puede transformar una calle oscura y peligrosa en un entorno atractivo y accesible. Además, la iluminación bien planificada puede realzar características arquitectónicas y patrimoniales de una ciudad, haciendo que los edificios históricos y monumentos se conviertan en atractivos visuales, especialmente durante la noche.

Existen diversas clasificaciones del alumbrado público en función de su uso y aplicación, siendo las más comunes las siguientes:

- Alumbrado vehicular: Este tipo de iluminación está diseñado específicamente para iluminar calles y carreteras, optimizando la visibilidad tanto para los conductores como para los peatones. A menudo, se utiliza tecnología de alta eficiencia energética, como los sistemas de iluminación LED, que proporcionan una luz más brillante y de mayor alcance, garantizando la seguridad del tráfico en diversas condiciones.
- Alumbrado peatonal: Instalado principalmente en parques, plazas y paseos, este tipo de alumbrado tiene como objetivo proporcionar un ambiente seguro, acogedor y cómodo para los ciudadanos. Además de garantizar la seguridad de los peatones, la iluminación peatonal también juega un papel fundamental en la creación de espacios públicos donde la comunidad pueda socializar y disfrutar del entorno urbano durante la noche.
- Alumbrado de seguridad: Este tipo de iluminación se utiliza en zonas estratégicas para prevenir delitos y aumentar la percepción de seguridad entre los habitantes. Al iluminar áreas como parques, estacionamientos o edificios públicos, se contribuye a la disuasión de actividades delictivas y a la tranquilidad de los residentes.

- Alumbrado ornamental y decorativo: Este tipo de iluminación no tiene un objetivo funcional, sino que se emplea para resaltar elementos urbanos y patrimoniales, como monumentos, fuentes, puentes y fachadas de edificios. Además de ser un atractivo visual, el alumbrado ornamental puede formar parte del atractivo turístico de las ciudades, fomentando la actividad económica nocturna.

A pesar de los múltiples beneficios que ofrece el alumbrado público, es crucial que se implemente de manera eficiente. Un diseño deficiente o un uso excesivo de la iluminación puede dar lugar a una serie de problemas ambientales y de salud, siendo la contaminación lumínica una de las principales preocupaciones.

2.5.1. Contaminación lumínica

“La contaminación lumínica corresponde a la alteración de la oscuridad natural de la noche, provocada por luz desaprovechada, innecesaria o inadecuada, generada por el alumbrado de exteriores, la cual genera impactos en la salud y en la vida de los seres vivos” [22]. Este fenómeno es una manifestación del progreso tecnológico y el crecimiento urbano descontrolado, que ha generado efectos negativos en el medio ambiente y la salud humana. En el caso de Chile, donde se encuentran algunos de los observatorios astronómicos más importantes del mundo, la contaminación lumínica ha adquirido especial relevancia. El aumento de la iluminación artificial, particularmente en las zonas urbanas cercanas a los observatorios del norte del país, ha afectado la calidad de las observaciones astronómicas, un problema que no solo impacta la investigación científica, sino que también pone en riesgo el legado cultural y científico del país [38].

La contaminación lumínica se manifiesta de diversas maneras, cada una con un impacto particular en el medio ambiente y en la vida cotidiana de las personas. Las formas más comunes incluyen:

- Dispersión hacia el cielo: Se origina por una mala instalación de las luminarias o también por sobre iluminación, dado que la luz interactúa con las partículas del aire, se desvía en todas direcciones (halo luminoso), disminuyendo la oscuridad de los cielos. Asimismo, puede suceder que la luz utilizada emita en un espectro no útil para el ojo humano, pero que afecta a otros seres vivos. Por ejemplo, la luz azul.
- Intrusión lumínica: Se produce cuando la luz artificial procedente de la calle o de otras edificaciones, entra por las ventanas invadiendo el interior de las viviendas o edificios, alterando de esta forma el interior del hogar o del espacio. Este problema puede alterar los ciclos de sueño o descanso, así como también la concentración de las personas.
- Deslumbramiento: Se produce cuando la luz de una fuente artificial incide directamente sobre el ojo, producto de una sobre iluminación o de una luz muy blanca. El deslumbramiento puede producir accidentes de tránsito y también disminuyen la capacidad de visión de los peatones.

Los impactos de la contaminación lumínica van más allá de los efectos inmediatos en la salud humana y la seguridad. A nivel ambiental, el exceso de luz artificial interfiere con los ritmos naturales de los ecosistemas, modificando el comportamiento de las especies. El

ciclo de vida de muchos animales nocturnos está sincronizado con la oscuridad, y cualquier alteración en este ciclo puede afectar su capacidad de encontrar alimento, reproducirse o migrar. En estudios recientes [39], se ha documentado cómo la contaminación lumínica afecta a diversas especies, desde insectos hasta mamíferos, alterando sus comportamientos reproductivos y alimenticios.

En cuanto a la astronomía, Chile es reconocido internacionalmente por sus cielos despejados y su capacidad para ofrecer condiciones ideales para la observación astronómica. Sin embargo, el aumento de la iluminación artificial ha comenzado a afectar la calidad de las observaciones, ya que la dispersión de la luz en la atmósfera reduce la visibilidad y precisión de los telescopios, lo que dificulta la recopilación de datos científicos precisos [40]. Este problema es particularmente grave en áreas cercanas a los observatorios astronómicos, donde la contaminación lumínica puede interferir con investigaciones cruciales sobre el universo.

En el ámbito de la salud humana, el exceso de luz artificial durante la noche altera los ciclos de sueño al inhibir la producción de melatonina, la hormona responsable de regular el sueño. La exposición prolongada a la luz artificial nocturna se ha vinculado con el aumento de trastornos metabólicos, como la obesidad y la diabetes, debido a su impacto en el ritmo circadiano y en la regulación del metabolismo. Investigaciones recientes [41] han confirmado que la alteración de los ritmos biológicos provocada por la luz artificial puede aumentar significativamente el riesgo de enfermedades como la obesidad, la diabetes tipo 2 y las enfermedades cardiovasculares.

Dado el impacto significativo que la contaminación lumínica tiene en la biodiversidad, la salud humana y la astronomía, se han implementado diversas estrategias para mitigar sus efectos. A nivel global, muchas ciudades han adoptado normativas que regulan la emisión de luz artificial, promoviendo el uso de tecnologías más eficientes y diseños de iluminación que reducen la dispersión innecesaria [42]. En Chile, la creciente preocupación por este fenómeno ha impulsado el desarrollo de regulaciones específicas para proteger sus cielos, especialmente en las regiones que albergan los principales observatorios astronómicos del mundo.

2.5.2. Regulación en Chile sobre contaminación lumínica

En Chile, en respuesta a la problemática de la contaminación lumínica, en el año 2012 se promulgó el Decreto Supremo N° 43 [25], una de las primeras normativas dirigidas a regular la contaminación lumínica en el territorio nacional. Esta normativa, impulsada por el Ministerio del Medio Ambiente, tuvo como objetivo principal proteger los cielos del norte de Chile, particularmente en las zonas cercanas a los observatorios astronómicos, que son considerados uno de los mejores lugares del mundo para la observación del universo. El Decreto N° 43 estableció restricciones sobre la emisión de luz hacia el cielo, limitando la cantidad de luz artificial que se dispersaba en áreas sensibles, con el fin de mantener la visibilidad astronómica en regiones como la Región de Atacama.

Entre sus disposiciones más relevantes, se incluyó la obligación de utilizar tecnologías de iluminación que minimicen la dispersión de la luz, como las luminarias con dirección controlada, y la reducción de la intensidad lumínica en ciertos horarios. Además, el Decreto 43 planteó la creación de zonas de restricción, donde se prohibió o limitó la instalación de fuentes de luz que pudieran generar efectos negativos sobre la observación astronómica,

particularmente en áreas cercanas a observatorios y centros de investigación astronómica. Esta normativa marcó un esfuerzo inicial para abordar la creciente preocupación sobre los efectos nocivos de la iluminación artificial, que, además de interferir con la observación del cielo.

Sin embargo, con el paso del tiempo y el reconocimiento de los efectos adversos de la luz artificial sobre el medio ambiente, la biodiversidad y la salud humana, surgió la necesidad de actualizar esta normativa para abordar de manera más efectiva estos impactos. En este contexto, en 2022 se promulgó el Decreto Supremo N° 1 [26], que representó una actualización integral respecto al Decreto N° 43. Este nuevo decreto introdujo cambios sustanciales en varios aspectos de la regulación, con el objetivo de mejorar su eficacia y ampliar su alcance.

Una de las principales revisiones del Decreto Supremo N° 1 fue la expansión de las zonas de protección, que ya no se limitaron únicamente a las áreas cercanas a los observatorios astronómicos, sino que se extendieron a otros ecosistemas sensibles, como los parques nacionales, reservas naturales y zonas de alta biodiversidad. Además, el alcance se amplió a áreas urbanas con alta densidad poblacional, reconociendo que la contaminación lumínica en las ciudades también tiene efectos negativos tanto sobre la salud humana como sobre la fauna nocturna. Este cambio permitió incluir un enfoque más integral que aborda la contaminación lumínica en distintos contextos geográficos y ecológicos del país [3].

En cuanto a los parámetros técnicos, el Decreto Supremo N° 1 estableció normas más estrictas en relación con la intensidad lumínica permitida y la temperatura de color de las luminarias, con el objetivo de reducir los impactos adversos sobre los ritmos circadianos de los seres humanos y la fauna nocturna. La normativa ahora exige un mayor control sobre la dispersión de la luz, fomentando el uso de tecnologías de iluminación más eficientes y menos invasivas, como las luminarias con control de flujo direccional y el uso de diodos emisores de luz (LEDs, del inglés *Light Emitting Diodes*) de bajo impacto. Esta regulación también incluyó medidas para reducir la cantidad de luz dispersada hacia el cielo, lo que no solo mejora la visibilidad nocturna, sino que también optimiza el uso de energía.

Otro avance importante fue la incorporación de tecnologías más avanzadas en la normativa. El Decreto Supremo N° 1 promovió la implementación de sistemas automatizados de control de iluminación, permitiendo ajustar la intensidad lumínica en función de la hora del día, las condiciones climáticas y las necesidades específicas de cada zona. Estos sistemas, que incluyen sensores de movimiento y control remoto, no solo mejoran la eficiencia energética, sino que también permiten una gestión más dinámica de la iluminación, adaptándose de manera más efectiva a las variaciones de la demanda y reduciendo el impacto ambiental de la luz artificial. Además, el Decreto Supremo N° 1 introdujo un enfoque de gobernanza más participativa e integral, incorporando la necesidad de elaborar planes de manejo locales para abordar la contaminación lumínica. Estos planes, desarrollados en colaboración con municipios, autoridades ambientales y otros actores clave, deben incluir estrategias específicas para el control de la contaminación lumínica y la promoción de prácticas sostenibles de iluminación. De igual manera, el nuevo decreto estableció la obligación de realizar un monitoreo constante de los niveles de contaminación lumínica, con el fin de evaluar la efectividad de las medidas implementadas y ajustar las políticas según sea necesario, en función de nuevas evidencias científicas sobre los impactos de la luz artificial.

El Decreto Supremo N° 1 fortaleció significativamente la regulación sobre contami-

nación lumínica en Chile, adoptando un enfoque inclusivo que abarca áreas rurales y urbanas, e incorporando tecnologías avanzadas y estrategias de monitoreo para proteger los cielos nocturnos y la biodiversidad, mientras se promueve una gestión eficiente y sostenible del alumbrado público. En este contexto, las microrredes emergen como una solución energética innovadora, integrando fuentes renovables, almacenamiento y control inteligente para optimizar el suministro eléctrico del alumbrado, minimizando el impacto lumínico y fomentando la sostenibilidad ambiental. Esta memoria busca armonizar ambos enfoques, combinando la normativa de contaminación lumínica con el diseño y planificación de microrredes para desarrollar sistemas de iluminación pública que equilibren la eficiencia energética, la funcionalidad y la preservación del entorno natural.

Capítulo 3

Diseño lumínico

3.1. Introducción

El diseño lumínico es un componente fundamental de la planificación de las infraestructuras urbanas, cuyo objetivo es mejorar la visibilidad, la seguridad y la eficiencia energética en los entornos exteriores. Aunque el diseño del alumbrado abarca una amplia gama de aplicaciones, desde vías peatonales y parques hasta zonas industriales y entornos decorativos, este capítulo se centra principalmente en el diseño del alumbrado vehicular, concretamente en la iluminación de calles y carreteras. Este tipo de iluminación es crucial para minimizar la siniestralidad nocturna. Así pues, un alumbrado bien diseñado puede desempeñar un papel clave en la prevención de accidentes, la fluidez del tráfico, la disuasión de la delincuencia e incluso la vitalidad económica de los centros urbanos.

El enfoque aquí descrito proporciona una visión global de los marcos conceptuales y técnicos que guían el diseño de sistemas eficaces de alumbrado público. La revisión realizada se basa en normas reconocidas nacional e internacionalmente, incluyendo las directrices específicas en Chile.

3.2. Conceptos claves

La iluminancia (E) se define como la densidad de flujo luminoso que incide sobre una superficie, medida en lux (lúmenes por metro cuadrado) [2]. La iluminancia se utiliza como criterio de diseño sobre el terreno para evaluar si una calzada cumple las condiciones de iluminación recomendadas. La iluminancia es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre la luminaria y la superficie iluminada tal como se muestra en la Figura 3.1. Por lo tanto, en una aplicación vial, a medida que altura de montaje (H) de la luminaria aumenta, la iluminancia en la calzada disminuye exponencialmente.

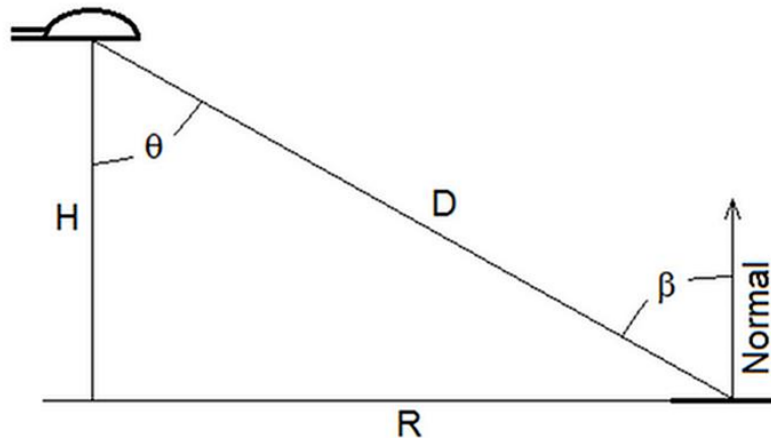


Figura 3.1: Iluminancia de una calzada [2]

La iluminancia se calcula como:

$$E = \frac{I \cdot \cos \theta}{D^2} \quad (3.1)$$

donde θ es el ángulo de incidencia y D es la distancia al punto de iluminación que depende de la altura de montaje de la luminaria (H) y la distancia horizontal a la superficie que se ilumina (R).

Por otro lado, la luminancia (L), se refiere a la cantidad de luz que emite o refleja una superficie en una dirección determinada, medida en candelas por metro cuadrado (cd/m^2). Está relacionada con la iluminancia, la reflectancia de la superficie (ρ) y la geometría de visión. La relación entre iluminancia y luminancia puede aproximarse como [2]:

$$L = \frac{E \cdot \rho}{\pi} \quad (3.2)$$

La iluminancia describe la cantidad de luz que incide sobre una superficie, mientras que la luminancia describe lo brillante que esa superficie le parece a un observador. Esta distinción es fundamental porque los conductores no reaccionan a la cantidad de luz que incide sobre la carretera, sino al brillo de los objetos y del pavimento vistos desde su punto de vista. Por lo tanto, ambas métricas son esenciales en el análisis exhaustivo de la iluminación de las carreteras.

Otro concepto importante, es la uniformidad (U), la cual, describe la consistencia de la iluminación en una superficie. Una alta uniformidad evita la adaptación visual repentina del ojo, que puede producirse cuando hay transiciones bruscas entre zonas oscuras y brillantes. Suele expresarse en forma de proporción:

$$U = \frac{E_{min}}{E_{avg}} \quad \text{or} \quad \frac{E_{min}}{E_{max}} \quad (3.3)$$

donde E_{min} es la iluminancia mínima medida, E_{avg} es la media y E_{max} es la máxima.

Por último, otro concepto clave es la luminancia velada, la cual, consiste en un brillo no deseado en el campo visual causado por fuentes luminosas de alta intensidad, que puede

reducir la visibilidad y provocar deslumbramientos. Es especialmente importante en la iluminación de carreteras, donde el deslumbramiento por incomodidad debe reducirse al mínimo para garantizar la seguridad de la conducción.

3.3. Criterio de diseño

De acuerdo con [2] y [43], el diseño del alumbrado vehicular implica una serie de pasos metódicos destinados a garantizar la seguridad, la visibilidad, la eficacia y el cumplimiento de la normativa. Estos criterios guían la selección de los equipos, la colocación de las luminarias y los objetivos fotométricos.

- Clasificación de las carreteras y conflicto con los peatones

Los niveles de iluminación dependen de la clasificación de la vía (por ejemplo, local, colectora, arterial) y del nivel de actividad peatonal. Las vías arteriales con un elevado volumen de peatones requieren niveles de iluminación y uniformidad más elevados.

- Selección de fuentes de luz y luminarias

Las luminarias LED son ahora la fuente de luz dominante debido a su alta eficacia, larga vida útil, control direccional y reducidos requisitos de mantenimiento [2]. La selección también tiene en cuenta:

1. Flujo luminoso nominal.
2. Índice de reproducción cromática (IRC).
3. Temperatura de color correlacionada (CCT).
4. Distribución fotométrica.

- Altura de montaje y retranqueo

Las alturas de montaje típicas oscilan entre 9 y 12 metros. La altura y la distancia al borde de la calzada influyen en los patrones de distribución de la luz y deben seleccionarse para garantizar la cobertura deseada con el mínimo deslumbramiento [2], [43].

- Disposición de luminarias

La disposición de las luminarias se determina en función de la anchura de la calzada, el flujo de tráfico y las limitaciones de costes. Las configuraciones más comunes son las siguientes:

1. *Single sided*: Postes en un lado de la carretera.
2. *Opposite*: Postes a ambos lados en alineación directa.
3. *Staggered*: Postes a ambos lados, pero desplazados.

4. *Twin-central*: Postes situados en la mediana central.

Estas disposiciones se ilustran en la Figura 3.2 extraída de [2] y se eligen para equilibrar el rendimiento de la iluminación con la eficiencia de la instalación.

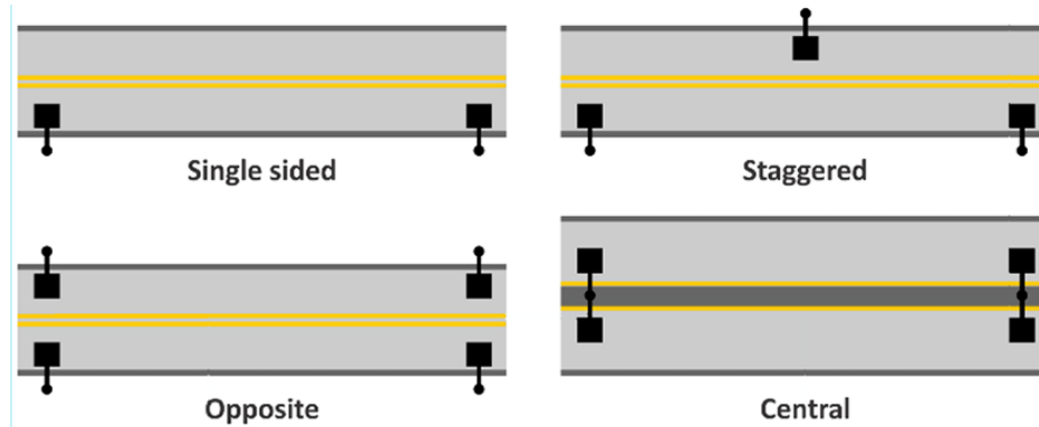


Figura 3.2: Disposición de luminarias [2]

- Cálculo de la separación entre luminarias

La separación entre postes se determina mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Separación} = \frac{LL \times CU \times LLF}{E_h \times W} \quad (3.4)$$

donde:

- LL : Lumen de salida de la lámpara.
- CU : Coeficiente de utilización.
- LLF : Factor de pérdida de luz.
- E_h : Iluminancia horizontal objetivo.
- W : Anchura del segmento de carretera.

Este cálculo se itera en función de la uniformidad, el deslumbramiento y el cumplimiento de las normas [2].

3.4. Importancia del cálculo de la iluminancia y luminancia media

El cálculo de la iluminancia y luminancia medias es esencial para verificar si un diseño de alumbrado cumple las normas de visibilidad y uniformidad exigidas. Estos valores sirven para varios propósitos:

- Garantizar el cumplimiento de las normas nacionales o locales de iluminación de carreteras.
- Confirmar que se alcanzan los objetivos de diseño en cuanto a confort visual, contraste y detección de objetos.
- Apoyar la uniformidad y la seguridad en condiciones de conducción nocturna.

La iluminancia, es más sencilla de medir en campo y resulta práctica para evaluar la distribución de luz en áreas complejas, como intersecciones o curvas. Por otro parte, la luminancia, refleja con mayor precisión la percepción visual de los conductores, considerando la reflectancia del pavimento y el ángulo de observación, siendo especialmente relevante en tramos rectos y extensos. Ambas métricas son complementarias y fundamentales para lograr un diseño de alumbrado eficiente y seguro. En el contexto de la normativa chilena [26], estos cálculos son esenciales para cumplir con los límites de iluminancia promedio mantenida y otras restricciones establecidas, como se detalla en la siguiente sección, donde se abordan los requisitos específicos para el alumbrado vehicular, incluyendo límites de intensidad luminosa, iluminancia y radiancia espectral, con especial énfasis en la reducción de la luz azul en áreas protegidas.

3.5. Regulación del diseño lumínico en Chile

La regulación de la contaminación lumínica en Chile, establecida mediante el Decreto Supremo N° 1 [26], establece límites específicos para el alumbrado vehicular con el objetivo de reducir el impacto de la luz artificial en el medio ambiente, la salud humana y las observaciones astronómicas. Los requisitos y límites aplicables al alumbrado vehicular abarcan la intensidad luminosa, la iluminancia promedio mantenida y la radiancia espectral, con énfasis en la reducción de la luz azul, especialmente en áreas de protección especial. A continuación, se detallan los aspectos técnicos y normativos clave para garantizar el cumplimiento de estas disposiciones.

- Límites de intensidad luminosa

Para minimizar la contaminación lumínica causada por la emisión de luz hacia el hemisferio superior, la normativa impone restricciones estrictas sobre la intensidad luminosa de las luminarias utilizadas en el alumbrado vehicular. Las restricciones de intensidad lumínica se presentan en la Figura 3.3 y se describen a continuación:

1. Intensidad luminosa a 90° : A un ángulo gama de 90° , la intensidad luminosa debe estar entre 0,00 y 0,49 candelas por cada 1.000 lúmenes de la luminaria. Esto asegura que la luz se dirija hacia la superficie de la carretera, reduciendo el brillo del cielo nocturno.
2. Intensidad luminosa sobre 90° : Para ángulos gama superiores a 90° , la intensidad luminosa debe ser de 0 candelas por cada 1.000 lúmenes, prohibiendo cualquier emisión de luz hacia el cielo.

3. Instalación de luminarias: Las luminarias deben instalarse conforme al ángulo especificado por el fabricante certificado, según lo establecido en el artículo 12 del decreto, para garantizar el cumplimiento de estos límites.

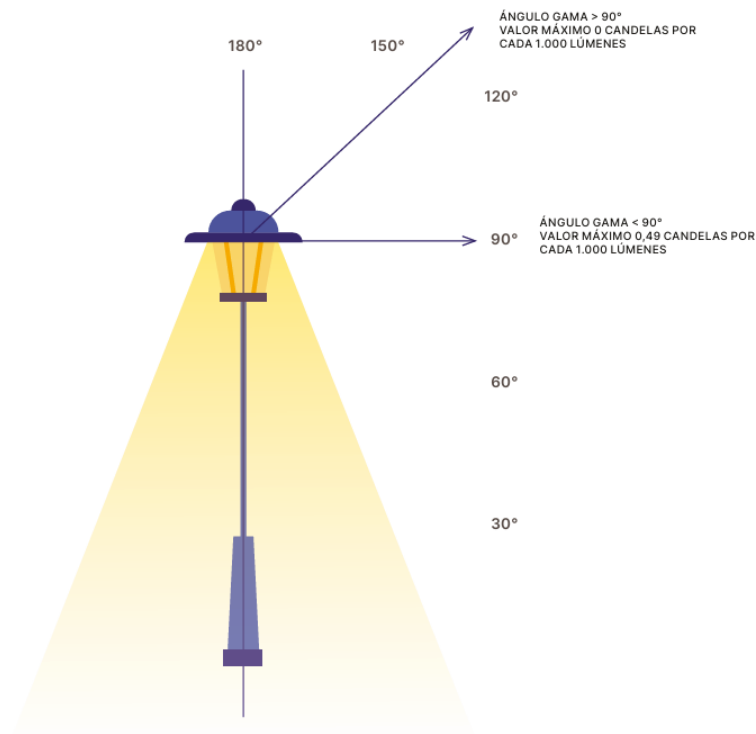


Figura 3.3: Límite de intensidad lumínica [3]

- Límites de iluminancia por reflexión

La luz reflejada desde las superficies de las carreteras puede contribuir a la contaminación lumínica, por lo que la normativa establece niveles máximos de iluminancia promedio mantenida para el alumbrado vehicular. La normativa considera dos tipos principales de vías: tipo P (vías peatonales y vehiculares) y tipo M (vías exclusivamente vehiculares). Sin embargo, en este trabajo se considerará principalmente el tipo P, dado su relevancia en entornos urbanos con tráfico mixto. Los límites para las vías tipo P varían según la clasificación basada en la densidad de tráfico peatonal, como se detalla en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Límites de iluminancia promedio para calles de clase P

Clase	Tipo de calle	Iluminancia promedio mantenida (Lux)	Mínima puntual (Lux)
P1	Alto tráfico peatonal (>480 peatones/hora)	18	7,5
P2	Tráfico peatonal medio-alto (300–480 peatones/hora)	12	3
P3	Tráfico peatonal moderado (121–290 peatones/hora)	9	1,5
P4	Tráfico peatonal bajo (60–120 peatones/hora)	7,5	1
P5	Muy bajo tráfico peatonal (<60 peatones/hora, zonas de conservación histórica)	5	0,6
P6	Muy bajo tráfico peatonal (<60 peatones/hora)	3	0,4

Los límites establecidos buscan equilibrar la seguridad vial con la reducción de reflejos lumínicos que puedan impactar negativamente en los ecosistemas o las actividades astronómicas. La Tabla 3.1 incorpora los valores de mínima puntual especificados en la Tabla III del Decreto Supremo N° 51 [44], que detalla los requisitos de iluminancia para vías peatonales y aceras (clases P1 a P6). La mínima puntual representa el nivel mínimo de iluminancia en cualquier punto de la superficie iluminada, garantizando que ninguna área caiga por debajo de este umbral. A diferencia de la iluminancia promedio mantenida, que refleja el promedio de iluminancia en toda la superficie a lo largo del tiempo, este parámetro se utilizará como límite inferior en los cálculos de iluminancia media, dado su rol como estándar de seguridad y rendimiento. Este enfoque asegura un equilibrio entre seguridad, eficiencia energética y consideraciones ambientales, en línea con el marco regulatorio.

- Límites de radiancia espectral

La normativa regula la emisión de luz en el espectro azul (380–499 nm) debido a sus efectos negativos en la biodiversidad, la salud humana y las observaciones astronómicas. Estos límites están estrechamente relacionados con la temperatura de color correlacionada (CCT, del inglés *Correlated Color Temperature*) de las fuentes de luz, ya que una CCT más alta (por ejemplo, > 4.000 K) tiende a emitir una mayor proporción de luz azul, lo que aumenta el impacto ambiental y la interferencia con observaciones astronómicas. En este sentido, los requisitos para el alumbrado vehicular comparten objetivos similares con los del alumbrado ornamental, que establece un límite máximo de CCT de 2.700 K para fuentes de luz blanca, con el fin de minimizar la emisión de luz azul, considerada la más dañina. Aunque la normativa no especifica explícitamente un límite de CCT para el alumbrado

vehicular, la preferencia por temperaturas de color más cálidas en áreas sensibles, como las de protección especial, está implícita en los estrictos límites de radiancia espectral en el rango de 380–499 nm, alineándose con los principios del alumbrado ornamental.

1. Áreas de protección especial

En áreas protegidas, como zonas astronómicas y de biodiversidad (por ejemplo, Arica, Iquique, etc) [45], los límites son más estrictos para proteger ecosistemas sensibles y observatorios astronómicos, priorizando luminarias con baja CCT (≤ 2.200 K) para reducir la emisión de luz azul:

- i) 300–370 nm: Máximo 1 % de la radiancia del rango visible (380–700 nm).
- ii) 380–499 nm (Luz Azul): Máximo 1 % de la radiancia del rango visible, lo que requiere fuentes de luz con CCT baja para minimizar la emisión de luz azul.
- iii) 701–1000 nm: Máximo 10 % de la radiancia del rango visible.

2. Resto del Territorio Nacional

En áreas no protegidas, los límites son menos restrictivos, permitiendo un mayor margen para luminarias con CCT moderada, aunque se recomienda mantener temperaturas de color más cálidas para cumplir con los objetivos de reducción de luz azul:

- i) 300–370 nm: Máximo 1 % de la radiancia del rango visible.
- ii) 380–499 nm (Luz Azul): Máximo 7 % de la radiancia del rango visible, lo que permite el uso de luminarias con CCT de hasta 2.700 K para acercarse a los estándares del alumbrado ornamental.
- iii) 701–1000 nm: Máximo 10 % de la radiancia del rango visible.

La relación entre la radiancia espectral y la temperatura de color es crítica, ya que las luminarias con CCT más baja emiten menos luz azul, lo que las hace más adecuadas para cumplir con los requisitos en áreas protegidas y alinear el alumbrado vehicular con los principios del alumbrado ornamental, especialmente en entornos sensibles donde la protección de la biodiversidad y la salud humana es prioritaria.

Cumplir con estos límites es de especial importancia en las zonas protegidas, donde la preservación de la oscuridad natural es crucial para proteger ecosistemas sensibles y observatorios astronómicos. En el caso de la temperatura de color, esta depende directamente de la fabricación de la luminaria, lo que implica una selección cuidadosa de fuentes de luz con CCT baja para minimizar la emisión de luz azul. Sin embargo, el cálculo de la iluminancia promedio mantenida depende de múltiples factores, como la altura de montaje, la disposición de las luminarias, el tipo de pavimento y el coeficiente de utilización, lo que requiere métodos de cálculo precisos que se mencionaran en la siguiente sección.

3.6. Métodos de cálculo de la iluminancia y la luminancia

Existen diversos métodos de cálculo y evaluación que varían en complejidad, precisión y aplicabilidad según el tipo de vía y el objetivo del diseño. A continuación, se describen los métodos más relevantes:

- Método de punto único: Consiste en calcular la iluminancia en un único punto representativo del área de estudio, generalmente en el centro de la calzada. Aunque es rápido y fácil de aplicar, este método puede inducir errores significativos, ya que no refleja las variaciones espaciales de la iluminancia ni permite evaluar la uniformidad. Su uso está limitado a estudios preliminares o de carácter referencial.
- Método de la línea central (o longitudinal): En este método, se toman mediciones o se realiza el cálculo a lo largo de la línea central del carril. Es más representativo que el método de punto único y permite evaluar mejor la distribución longitudinal de la luz. Sin embargo, sigue siendo limitado en su capacidad para analizar la uniformidad transversal.
- Método de cuadrícula (*grid method*): Este enfoque consiste en distribuir una cuadrícula regular de puntos de cálculo sobre toda la superficie iluminada, evaluando la iluminancia o luminancia en cada uno. Es uno de los métodos más precisos y permite una evaluación detallada tanto de los niveles medios como de la uniformidad. Se recomienda especialmente para intersecciones complejas, pasos peatonales o áreas con geometrías irregulares. Su principal desventaja es el tiempo de cálculo, aunque este se ha reducido considerablemente gracias al uso de software especializado.
- Método de los nueve puntos: Es un método estandarizado y balanceado que evalúa la iluminancia media en calzadas de forma rectangular, particularmente útil para tramos rectos. Se basa en una malla de 9 puntos distribuidos uniformemente sobre un solo carril de circulación, y permite obtener una buena estimación de la iluminancia media y su uniformidad sin requerir un modelo excesivamente complejo.
- Método de luminancia con tablas de pavimento (CIE): Cuando se diseña según criterios de luminancia —más representativos de la percepción visual del conductor—, se utilizan las llamadas tablas de luminancia o tablas de reflexión de pavimento. Estas tablas, elaboradas por la CIE (Comisión Internacional de la Iluminación), consideran las características reflectantes del pavimento y la geometría de observación del conductor para calcular la luminancia esperada. Este método es más complejo, pero indispensable para vías de alta velocidad o tramos donde la visibilidad de objetos pequeños es crítica.
- Simulación por software especializado: Actualmente, el uso de herramientas de simulación como DIALux, relux o AGi32 permite realizar cálculos precisos de iluminancia y luminancia en modelos tridimensionales. Estos softwares incorporan bases de datos fotométricas (formato ies o eulumdat) y permiten aplicar cualquiera de los métodos mencionados de forma automática, integrando también análisis de deslumbramiento, uniformidad, eficiencia energética y cumplimiento normativo.

El método de los nueve puntos es a la vez robusto desde el punto de vista analítico y sencillo desde el punto de vista operativo, lo que lo hace especialmente adecuado para la automatización y la programación en Python o plataformas similares.

3.7. Método de nueve puntos

El método de nueve puntos es un procedimiento estandarizado para medir y calcular la iluminancia media en un segmento de vía pública, según lo descrito en [4]. Este método es ampliamente utilizado para evaluar la conformidad de un diseño lumínico con los estándares de visibilidad y uniformidad establecidos en normativas de iluminación, asegurando un balance entre seguridad vial y eficiencia energética. Consiste en dividir el área comprendida entre dos luminarias consecutivas en una malla rectangular de 3×3, formada por nueve puntos de medición estratégicamente distribuidos, como se ilustra en la Figura 3.4.

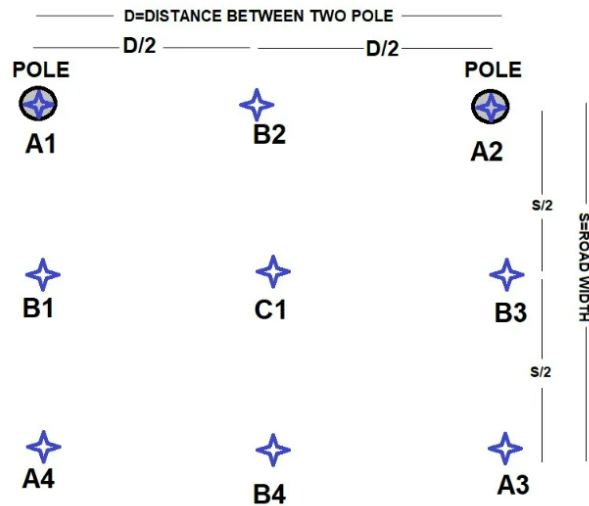


Figura 3.4: Malla 3x3 del método de nueve puntos [4]

Los puntos de medición se clasifican de la siguiente manera:

- A1-A4: Ubicados en las cuatro esquinas del rectángulo definido, generalmente próximos a la base de los postes de iluminación y en los bordes de la vía. Estos puntos capturan las zonas de menor iluminancia.
- B1-B4: Situados en los puntos medios de cada lado del rectángulo, representando áreas de transición entre las zonas de alta y baja iluminación.
- C1: Localizado en el centro geométrico del rectángulo, donde suele registrarse la mayor iluminancia debido a la superposición de los haces de luz.

La disposición de estos puntos asegura una representación precisa de la distribución lumínica, capturando tanto las áreas de mayor intensidad como las de menor iluminación, lo que permite obtener un promedio representativo de la iluminancia en el segmento.

Una vez medida la iluminancia en cada punto utilizando la ecuación 3.5 [4], se calcula la iluminancia media (E_{avg}) mediante una fórmula ponderada que asigna diferentes pesos a cada punto según su posición en la malla:

$$E_{avg} = \frac{(A1 + A2 + A3 + A4)}{16} + \frac{(B1 + B2 + B3 + B4)}{8} + \frac{C1}{4} \quad (3.5)$$

Donde:

- Los puntos de las esquinas (A1–A4) tienen un peso de $1/16$ cada uno, reflejando su menor contribución al promedio debido a su ubicación en los bordes.
- Los puntos medios de los lados (B1–B4) se ponderan con $1/8$ cada uno, representando áreas de transición.
- El punto central (C1) tiene un peso de $1/4$, dado que suele registrar los valores más altos de iluminancia.

Esta metodología permite una estimación aproximada de la iluminancia media, permitiendo verificar el cumplimiento de los estándares de iluminación establecidos en el Decreto Supremo N° 1. Además, el método es adaptable a diferentes configuraciones de luminarias y tipos de vías, siendo una herramienta clave para optimizar el diseño lumínico.

Habiendo establecido los fundamentos del diseño lumínico y los límites regulatorios para mitigar la contaminación lumínica en este capítulo, se propone implementar de manera aproximada el método de nueve puntos (ver Apéndice A).

Este enfoque permite incorporar el diseño lumínico en la formulación matemática en el problema de planificación de microrredes, ya que el alumbrado público representa una carga significativa en sistemas de distribución eléctrica, especialmente en microrredes urbanas o rurales. La optimización de la iluminación, considerando tanto la eficiencia energética como los límites de contaminación lumínica, es crucial para el diseño de microrredes sostenibles. En el siguiente capítulo, se abordará la formulación matemática de este problema, integrando las restricciones de la contaminación lumínica.

Capítulo 4

Modelo matemático de la planificación de la microrred

4.1. Introducción

La planificación de una microrred aislada, desconectada de la red eléctrica principal, representa un desafío técnico y económico que requiere un enfoque integral para garantizar su sostenibilidad y eficiencia. En este capítulo, se aborda la formulación matemática para la planificación de una microrred, considerando la necesidad de realizar un recambio e incorporación de luminarias del alumbrado público. Esta incorporación de luminarias incrementa la demanda energética total de la red debido a la inclusión de nuevas luminarias, lo que motiva el estudio de la incorporación de nuevas DERs y sistemas de almacenamiento de energía. Además, dado que el aumento de la carga está asociado al alumbrado público, se integran restricciones específicas que reflejan los límites establecidos en el capítulo 3, relacionados con la contaminación lumínica y los requisitos técnicos de las luminarias. Estas restricciones aseguran que las soluciones propuestas cumplen con normativas ambientales y de eficiencia energética, optimizando tanto los costos de inversión como los operativos.

4.2. Formulación matemática

El modelo matemático desarrollado en este trabajo adopta un enfoque de optimización determinista para una microrred aislada, utilizando una formulación MILP.

4.2.1. Función objetivo

Este enfoque permite determinar la combinación óptima de componentes que minimice el costo total, representado por la función objetivo (4.1). Dicha función incluye el costo actual neto (CAN) asociado a las inversiones en expansión y los costos operativos, calculados como la suma de los valores actuales de los costos de un año de planificación [46]. El costo de inversión (4.2) engloba los gastos relacionados con la incorporación de nuevas unidades de generación renovable (fotovoltaicas y eólicas), sistemas de almacenamiento de energía y luminarias de alumbrado público. Es importante destacar que el costo de las luminarias se calcula en función de la cantidad instalada, independientemente de su consumo unitario,

lo que refleja las características específicas de este componente. Por otro parte, el costo de operación (4.3) se basa en un análisis que considera 12 días representativos (uno para cada mes), de 24 horas cada día, lo que equivale a 288 horas en total. Para modelar el comportamiento anual de la microrred, este costo se multiplica por el factor $\frac{8760}{288}$, que representa la relación entre las 8.760 horas de un año (365 días) y las 288 horas de los días representativos. Esta componente incluye los costos asociados al despacho de energía, el vertimiento de energía renovable no utilizada y el costo por energía no suministrada (ENS), lo que asegura una representación realista de las operaciones y penaliza la falta de suministro.

$$\text{minimize } IC + OC \quad (4.1)$$

$$IC = \sum_{n \in N} \left(\sum_{s \in \Omega^{S+}} C^{PV,inv} \cdot p_{s,n}^{PV,inv} + \sum_{w \in \Omega^{W+}} C^{WT,inv} \cdot p_{w,n}^{WT,inv} + \sum_{b \in \Omega^{B+}} C^{BESS,inv} \cdot p_{b,n}^{BESS,inv} + \sum_{i \in \Omega^I} C_i^{Luminaria} \right) \quad (4.2)$$

$$OC = \left\langle \frac{8760}{288} \cdot \sum_{n \in N} \sum_{d \in D} \sum_{h \in H} \left[(C^{curt} \cdot \left(\sum_{s \in \Omega^S} p_{s,h,d,n}^{PV,curt} + \sum_{w \in \Omega^W} p_{w,h,d,n}^{WT,curt} \right) + \sum_{f \in \Omega^F} C^{Diesel} \cdot p_{f,h,d,n}^{Diesel,out} \right) + (C^{curt} \cdot \left(\sum_{s \in \Omega^{S+}} p_{s,h,d,n}^{PV,curt} + \sum_{w \in \Omega^{W+}} p_{w,h,d,n}^{WT,curt} \right) + \sum_{e \in \Omega^E} (Voll \cdot p_{e,h,d,n}^{ENS})) \right] \right\rangle \quad (4.3)$$

4.2.2. Balance nodal

La restricción de balance (4.4) asegura el equilibrio entre la generación (incluyendo fuentes renovables y almacenamiento), el flujo de potencia, la demanda (tanto residencial como de alumbrado público) y la ENS en cada período de tiempo y para cada barra del sistema. Complementariamente, la ecuación (4.5) establece los límites para la energía no suministrada, asegurando que esta no supere la demanda total del sistema.

$$\begin{aligned} & \sum_{s \in \Omega_n^S} p_{s,h,d,n}^{PV,out} + \sum_{w \in \Omega^{W+}} p_{w,h,d,n}^{WT,out} + \sum_{s \in \Omega^{S+}} p_{s,h,d,n}^{PV,out} + \sum_{w \in \Omega^{W+}} p_{w,h,d,n}^{WT,out} + \sum_{f \in \Omega^F} p_{f,h,d,n}^{Diesel,out} \\ & + \sum_{b \in \Omega^B} (p_{b,h,d,n}^{BESS,Dis} - p_{b,h,d,n}^{BESS,Ch}) + \sum_{l \in \Omega^L | T(l)=n} p_{l,h,d}^L - \sum_{l \in \Omega^L | F(l)=n} p_{l,h,d}^L = \\ & \sum_{e \in \Omega^E} Demanda_{e,h,d,n} + \sum_{i \in \Omega^I} p_{i,h,d,n}^{Luminaria} - \sum_{e \in \Omega^E} p_{e,h,d,n}^{ENS} \quad \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \end{aligned} \quad (4.4)$$

$$0 \leq p_{e,h,d,n}^{ENS} \leq Demanda_{e,h,d,n} \quad \forall e \in \Omega^E, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.5)$$

4.2.3. Problema de flujo de potencia lineal (DC)

La potencia que fluye entre las líneas de distribución se modela mediante la ecuación (4.6), la cual está limitada por la capacidad de las líneas según la restricción (4.7). Este modelo utiliza una representación DC-OPF sin pérdidas, lo que simplifica el análisis manteniendo la precisión necesaria [47].

$$p_{l,h,d}^L = \frac{1}{x_l}(\theta_{from(l),h,d} - \theta_{to(l),h,d}) \quad \forall l \in \Omega^L, \forall h \in H, \forall d \in D \quad (4.6)$$

$$-p_l^L \leq p_{l,h,d}^L \leq \overline{p}_l^L \quad \forall l \in \Omega^L, \forall h \in H, \forall d \in D \quad (4.7)$$

4.2.4. Plantas fotovoltaicas

La potencia permitida por las plantas fotovoltaicas se define mediante la ecuación (4.8), la cual depende de la irradiancia solar (I), el área total de los paneles (A_{panel}) y la eficiencia de los mismos (η_{panel}). La ecuación (4.9) calcula el área en función del número y dimensiones de los paneles instalados. Finalmente, la ecuación (4.10) establece el balance entre la potencia activa inyectada y el vertimiento, cuya suma debe ser igual a la potencia permitida.

$$p_{s,h,d}^{PV,allowed} = I[kW/m^2] \cdot A_{panel}[m^2] \cdot \eta_{panel} \quad \forall s \in \Omega^S, \forall h \in H, \forall d \in D \quad (4.8)$$

$$A_{panel}[m^2] = N_{panel} \cdot W_{panel}[m] \cdot L_{panel}[m] \quad (4.9)$$

$$p_{s,h,d,n}^{PV,out} + p_{s,h,d,n}^{PV,curt} = p_{s,h,d}^{PV,allowed} \quad \forall s \in \Omega^S, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.10)$$

Para la inversión en nuevas plantas fotovoltaicas se modela mediante la variable binaria ($\beta_{s,n}^{PV,inv}$), que indica si se realiza la inversión de la planta s . La potencia invertida se define en la ecuación (4.11), y depende de la potencia nominal de los paneles (\overline{P}^{Panel}) y la cantidad de paneles a instalar ($n_{s,n}^{Panel}$). La restricción (4.12) establece el límite máximo de paneles permitidos, condicionado por la variable binaria y la cantidad máxima de paneles ($N^{Panel:Máximo}$). La potencia inyectable de las plantas fotovoltaicas candidatas se define mediante la ecuación (4.13), y la ecuación (4.14) calcula el área en función de la cantidad de paneles a instalar y sus dimensiones. La restricción (4.15) representa el balance entre la potencia de salida y el vertimiento, garantizando que la energía generada se utilice o se descarte adecuadamente. Finalmente, la restricción (4.16) define el dominio de la variable binaria correspondiente.

$$p_{s,n}^{PV,inv} = \overline{P}^{Panel} \cdot n_{s,n}^{Panel} \quad \forall s \in \Omega^{S+}, \forall n \in N \quad (4.11)$$

$$0 \leq n_{s,n}^{Panel} \leq \beta_{s,n}^{PV,inv} \cdot N^{Panel:Máximo} \quad \forall s \in \Omega^{S+}, \forall n \in N \quad (4.12)$$

$$p_{s,h,d}^{PV,allowed} = I[kW/m^2] \cdot A_{panel}[m^2] \cdot \eta_{panel} \quad \forall s \in \Omega^{S+}, \forall h \in H, \forall d \in D \quad (4.13)$$

$$A_{panel}[m^2] = n_{s,n}^{Panel} \cdot W_{panel}[m] \cdot L_{panel}[m] \quad \forall s \in \Omega^{S+}, \forall n \in N \quad (4.14)$$

$$p_{s,h,d,n}^{PV,out} + p_{s,h,d,n}^{PV,curt} = p_{s,h,d}^{PV,allowed} \quad \forall s \in \Omega^{S+}, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.15)$$

$$\beta_{s,n}^{PV,inv} \in [0, 1] \quad \forall s \in \Omega^{S+}, \forall n \in N \quad (4.16)$$

4.2.5. Plantas eólicas

La potencia inyectada y el vertimiento de las plantas eólicas se modelan mediante la ecuación (4.17), y considera la potencia nominal de la planta \overline{P}^{WT} y las velocidades del viento v_i , v_r y v_f que son la velocidad de corte inicial (*cut-in*), la nominal y de corte

final (*cut-out*) respectivamente. Esta ecuación refleja el comportamiento no continuo de las turbinas eólicas, adaptándose a las condiciones del viento [46].

$$p_{w,h,d,n}^{WT,out} + p_{w,h,d,n}^{WT,curt} = \begin{cases} 0, & v < v_i, \text{ or, } v \geq v_f \\ \frac{\overline{PWT}}{PWT} \cdot \frac{v-v_i}{v_r-v_i}, & v_i \leq v < v_r \\ \frac{\overline{PWT}}{PWT}, & v_r \leq v < v_f \end{cases} \quad \forall w \in \Omega^W, \forall h \in H, \\ \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.17)$$

Similar a la inversión de plantas fotovoltaicas, la inversión en nuevas plantas eólicas se modela con la variable binaria $\beta_{w,n}^{WT,inv}$. Las ecuaciones (4.18)-(4.21) definen la potencia invertida, la cantidad de turbinas, el balance de potencia y la variable binaria, respectivamente. Donde, $(\overline{PTurbina})$ es la potencia nominal de las turbinas, $(n_{w,n}^{Turbina})$ es la cantidad de turbinas a instalar y $(N^{Turbina:Máximo})$ es la cantidad máximo de turbinas.

$$p_{w,n}^{WT,inv} = \overline{PTurbina} \cdot n_{w,n}^{Turbina} \quad \forall w \in \Omega^{W+}, \forall n \in N \quad (4.18)$$

$$0 \leq n_{w,n}^{Turbina} \leq \beta_{w,n}^{WT,inv} \cdot N^{Turbina:Máximo} \quad \forall w \in \Omega^{W+}, \forall n \in N \quad (4.19)$$

$$p_{w,h,d,n}^{WT,out} + p_{w,h,d,n}^{WT,curt} = \begin{cases} 0, & v \leq v_i, \text{ or, } v \geq v_f \\ p_{w,n}^{WT,inv} \cdot \frac{v-v_i}{v_r-v_i}, & v_i \leq v < v_r \\ p_{w,n}^{WT,inv}, & v_r \leq v \leq v_f \end{cases} \quad \forall w \in \Omega^{W+}, \\ \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.20)$$

$$\beta_{w,n}^{WT,inv} \in [0, 1] \quad \forall w \in \Omega^{W+}, \forall n \in N \quad (4.21)$$

4.2.6. Generadores diésel

El modelo de los generadores diésel representa la operación de estas unidades en el sistema eléctrico, considerando su flexibilidad para cubrir la demanda en periodos de alta carga o en ausencia de otras fuentes de generación. Para simplificar el análisis, el modelo se centra en la restricción principal, definida en la ecuación (4.22), la cual limita la potencia de salida de cada generador diésel ($p_{f,h,d,n}^{Diesel,out}$) a un valor no superior a su capacidad máxima ($\overline{PDiesel}$) para cada unidad f , hora h y día d . Esta restricción asegura que la operación de los generadores se mantenga dentro de sus límites técnicos.

$$0 \leq p_{f,h,d,n}^{Diesel,out} \leq \overline{PDiesel} \quad \forall f \in \Omega^F, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.22)$$

4.2.7. Sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías

La inversión en sistemas de almacenamiento candidatos se modela mediante la variable binaria ($\beta_{b,n}^{BESS,inv}$), que determina si se realiza la inversión del sistema de almacenamiento b en el año de operación. La capacidad máxima de potencia y energía de las unidades candidatas se define en las ecuaciones (4.23) y (4.24), respectivamente, dependiendo del número de baterías a instalar ($n_{b,n}^{Bateria}$). La restricción (4.25) limita la cantidad de baterías al máximo permitido ($N^{Bateria:Máximo}$), condicionado por la variable binaria de inversión.

Las restricciones (4.26) y (4.27), establecen los límites de la potencia y la energía almacenada de operación, respectivamente. La energía inicial del sistema se define en la ecuación (4.28) [47]. Las ecuaciones (4.29)-(4.32) modelan el balance energético del sistema de almacenamiento, considerando las potencias de carga ($p_{b,h,d,n}^{BESS,inv,Ch}$) y descarga ($p_{b,h,d,n}^{BESS,inv,Dis}$), ajustadas por la eficiencia de carga y descarga (η^{inv}) [48]. Específicamente, la ecuación (4.29) describe el balance energético para la primera hora del primer día, mientras que (4.30) y (4.31) modelan las transiciones energéticas entre horas y días, respectivamente, asegurando la continuidad del estado de carga. La ecuación (4.32) generaliza el balance para las horas y días subsiguientes. La variable binaria ($\beta_{b,h,d,n}^{BESS,inv,op}$) indica el estado operativo (carga o descarga) del sistema de almacenamiento. Debido a la no linealidad de las restricciones asociadas a las potencias de carga y descarga, se emplea el método Big-M para su linealización, definiendo estas potencias en las ecuaciones (4.33)-(4.36). La restricción (4.37) vincula la variable binaria de operación con la de inversión, garantizando que el sistema de almacenamiento solo opere si se ha invertido en él. Finalmente, la restricción (4.38) establece el dominio de las variables binarias, asegurando que tomen valores de 0 o 1.

$$p_{b,n}^{BESS,inv} = \overline{P^{Bateria}} \cdot n_{b,n}^{Bateria} \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall n \in N \quad (4.23)$$

$$e_{b,n}^{BESS,inv} = \overline{E^{Bateria}} \cdot n_{b,n}^{Bateria} \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall n \in N \quad (4.24)$$

$$0 \leq n_{b,n}^{Bateria} \leq \beta_{b,n}^{BESS,inv} \cdot N^{Bateria:Máximo} \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall n \in N \quad (4.25)$$

$$0 \leq p_{b,h,d,n}^{BESS,inv} \leq p_{b,n}^{BESS,inv} \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.26)$$

$$0 \leq e_{b,h,d,n}^{BESS,inv} \leq e_{b,n}^{BESS,inv} \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.27)$$

$$e_{b,n}^{BESS,inv,0} = SOC \cdot e_{b,n}^{BESS,inv} \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall n \in N \quad (4.28)$$

$$e_{b,h,d,n}^{BESS,inv} = e_{b,n}^{BESS,inv,0} + p_{b,h,d,n}^{BESS,Ch} \cdot \eta^{inv} - \frac{p_{b,h,d,n}^{BESS,Dis}}{\eta^{inv}} \quad \forall b \in \Omega^{B+},$$

$$\forall h = 1, \forall d = 1, \forall n \in N \quad (4.29)$$

$$e_{b,h+1,d,n}^{BESS,inv} = e_{b,h,d,n}^{BESS,inv} + p_{b,h,d,n}^{BESS,Ch} \cdot \eta^{inv} - \frac{p_{b,h,d,n}^{BESS,Dis}}{\eta^{inv}} \quad \forall b \in \Omega^{B+},$$

$$\forall h > 1, \forall d = 1, \forall n \in N \quad (4.30)$$

$$e_{b,h,d+1,n}^{BESS,inv} = e_{b,24,d,n}^{BESS,inv} + p_{b,h,d,n}^{BESS,Ch} \cdot \eta^{inv} - \frac{p_{b,h,d,n}^{BESS,Dis}}{\eta^{inv}} \quad \forall b \in \Omega^{B+},$$

$$\forall h = 1, \forall d > 1, \forall n \in N \quad (4.31)$$

$$e_{b,h,d,n}^{BESS,inv} = e_{b,h,d,n}^{BESS,inv} + p_{b,h,d,n}^{BESS,Ch} \cdot \eta^{inv} - \frac{p_{b,h,d,n}^{BESS,Dis}}{\eta^{inv}} \quad \forall b \in \Omega^{B+},$$

$$\forall h > 1, \forall d > 1, \forall n \in N \quad (4.32)$$

$$0 \leq p_{b,h,d,n}^{BESS,Ch} \leq \Psi \cdot \beta_{b,h,d,n}^{BESS,inv,op} \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.33)$$

$$0 \leq p_{b,h,d,n}^{BESS,Ch} \leq p_{b,h,d,n}^{BESS,inv} \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.34)$$

$$0 \leq p_{b,h,d,n}^{BESS,Dis} \leq \Psi \cdot (1 - \beta_{b,h,d,n}^{BESS,op}) \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.35)$$

$$0 \leq p_{b,h,d,n}^{BESS,Dis} \leq p_{b,h,d,n}^{BESS,inv} \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.36)$$

$$\beta_{b,h,d,n}^{BESS,inv,op} \leq \beta_{b,n}^{BESS,inv} \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.37)$$

$$\beta_{b,h,d,n}^{BESS,inv,op}, \beta_{b,n}^{BESS,inv} \in [0, 1] \quad \forall b \in \Omega^{B+}, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.38)$$

4.2.8. Contaminación lumínica

Para integrar el impacto de la contaminación lumínica en la planificación de la microrred, se incluyen restricciones específicas que reflejan las normativas descritas en el capítulo 3. La ecuación (4.39) calcula la luminancia media generada por la luminaria j en la calle i , utilizando el método de nueve puntos aproximado (ver Apendice A) y la variable binaria $\beta_{j,i,n}^{Luminaria}$ que indica la utilización de la luminaria j en la calle i . Las restricciones (4.40) y (4.41) establecen los límites mínimo y máximo de luminancia media, respectivamente, asegurando el cumplimiento de las normas de iluminancia por reflexión. La ecuación, (4.42) define la temperatura de color de la luminaria j , las cuales estan almacenados en el vector $Temperartura^{color}$, mientras que la restricción (4.43) limita la temperatura de color a 2.200 K para áreas protegidas, reflejando el límite de radiancia espectral. La ecuación (4.44) modela la demanda energética de la calle i en función de la luminaria seleccionada y la estación del año. La ecuación (4.45) calcula el costo de las luminarias, considerando la cantidad de luminarias ($N_i^{Luminaria}$), el número de calles del mismo tipo (N_n^{Calles}) y el costo unitario de la luminaria j seleccionada ($C_j^{Luminaria}$). La restricción (4.46) asegura que solo se seleccione una luminaria candidata por calle, y la restricción (4.47) define la variable binaria correspondiente.

$$E_{j,i,n}^{Luminaria} = \beta_{j,i,n}^{Luminaria} \cdot Luminancia^{media} \quad \forall j \in \Omega^J, \forall i \in \Omega^I, \forall n \in N \quad (4.39)$$

$$E_{j,i,n}^{Luminaria} \geq E_i^{avg,min} \cdot \beta_{j,i,n}^{Luminaria} \quad \forall j \in \Omega^J, \forall i \in \Omega^I, \forall n \in N \quad (4.40)$$

$$E_{j,i,n}^{Luminaria} \leq E_i^{avg,max} \cdot \beta_{j,i,n}^{Luminaria} \quad \forall j \in \Omega^J, \forall i \in \Omega^I, \forall n \in N \quad (4.41)$$

$$T_{j,i,n}^{Luminaria} = \beta_{j,i,n}^{Luminaria} \cdot Temperatura^{color} \quad \forall j \in \Omega^J, \forall i \in \Omega^I \quad (4.42)$$

$$T_{j,i,n}^{Luminaria} \leq 2200K \quad \forall j \in \Omega^J, \forall i \in \Omega^I \quad (4.43)$$

$$Demanda_{i,h,d,n}^{Luminaria} = \beta_{j,i,n}^{Luminaria} \cdot Consumo^{Luminaria} \quad \forall j \in \Omega^J, \forall i \in \Omega^I, \forall h \in H, \forall d \in D, \forall n \in N \quad (4.44)$$

$$C_i^{Luminaria} = \beta_{j,i,n}^{Luminaria} \cdot N_i^{Luminaria} \cdot N_n^{Calles} \cdot C_j^{Luminaria} \quad \forall i \in \Omega^I, \forall n \in N \quad (4.45)$$

$$\sum_{j \in \Omega^J} \beta_{j,i,n}^{Luminaria} = 1 \quad \forall i \in \Omega^I, \forall n \in N \quad (4.46)$$

$$\beta_{j,i,n}^{Luminaria} \in [0, 1] \quad \forall j \in \Omega^J, \forall i \in \Omega^I, \forall n \in N \quad (4.47)$$

El modelo matemático presentado en este capítulo, que aborda la planificación óptima de una microrred aislada con la incorporación de nuevas fuentes de generación distribuida, sistemas de almacenamiento y luminarias de alumbrado público, será implementado y evaluado en un caso de estudio detallado en el capítulo siguiente. Este caso de estudio permitirá analizar la aplicabilidad y eficacia del modelo en un escenario específico, considerando las restricciones técnicas, económicas y ambientales definidas, así como los impactos del aumento de la demanda energética debido al recambio o incorporación de luminarias.

Capítulo 5

Caso de estudio

5.1. Sistema de prueba: IEEE 37 Node Test Feeder

El sistema de prueba seleccionado para evaluar el modelo matemático propuesto en el capítulo anterior se basa en el sistema de distribución IEEE 37 Node Test Feeder, un caso de prueba estándar desarrollado por la *Distribution System Analysis Subcommittee* de la IEEE [5]. Este sistema es ampliamente utilizado en la literatura para evaluar algoritmos y modelos de optimización en sistemas de distribución eléctrica debido a su estructura representativa y su capacidad para reflejar las características de un sistema de distribución real. El sistema representa un sistema de distribución radial con 37 nodos, que incluye cargas trifásicas desbalanceadas, líneas subterráneas, transformadores y reguladores de voltaje. Este caso es particularmente adecuado para el presente estudio, ya que su configuración puede adaptarse para modelar una microrred aislada. En la Figura se 5.1 muestra el diagrama unilineal del sistema utilizado.

El sistema opera a una tensión nominal de 4,8 kV (línea a línea) y está conectado a una subestación con un transformador de 2.500 kVA y 230 kV en el lado de alta tensión. Incluye un regulador de voltaje ubicado en el segmento entre los nodos 799 y 701, y un transformador adicional (XFM-1) que conecta el nodo 775 al nodo 709, reduciendo la tensión a 0,48 kV. Las cargas en el sistema están distribuidas en los nodos y se clasifican en diferentes modelos, lo que refleja la diversidad de comportamientos de consumo en un sistema de distribución real. Además, el sistema utiliza cuatro configuraciones de cables subterráneos (721, 722, 723 y 724), cada una con características específicas de impedancia y capacidad de corriente.

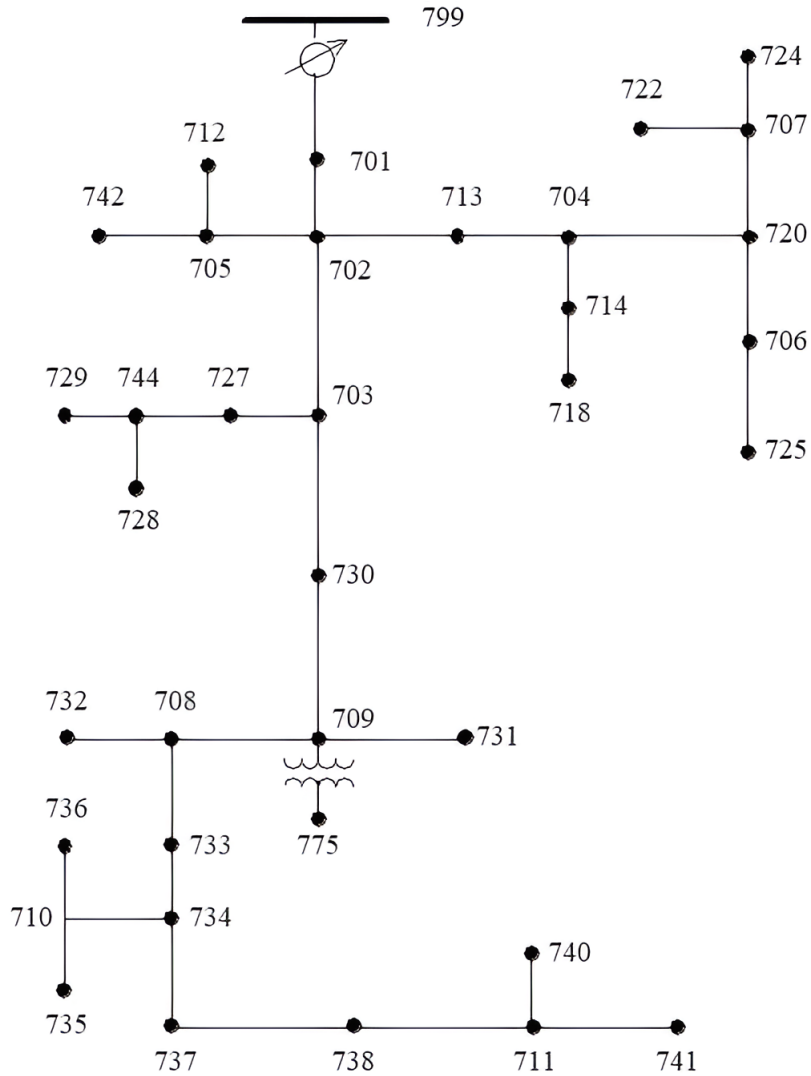


Figura 5.1: Modelo IEEE 37 Node Test Feeder [5]

A continuación, se presentan algunas tablas que resumen los datos clave del IEEE 37 Node Test Feeder, proporcionando información esencial para comprender su estructura y características.

Tabla 5.1: Valores base del sistema IEEE 37 Node Test Feeder [5]

Parámetro	Valor
Tensión nominal (línea a línea)	4,8 kV
Capacidad del transformador de subestación	2.500 kVA
Tensión alta del transformador de subestación	230 kV
Tensión baja del transformador XFM-1	0,48 kV
Carga total (fase A)	727 kW, 357 kVAr
Carga total (fase B)	639 kW, 314 kVAr
Carga total (fase C)	1.091 kW, 530 kVAr

Tabla 5.2: Configuraciones de cables subterráneos [5]

Config.	Fases	Tipo de cable
721	A B C	1.000 kcmil AA, CN
722	A B C	500 kcmil AA, CN
723	A B C	2/0 AWG AA, CN
724	A B C	2 AWG AA, CN

Tabla 5.3: Datos de transformadores [5]

Transformador	kVA	kV-HV	kV-LV	R (%)	X (%)
Subestación	2.500	230 D	4,8 D	2	8
XFM-1	500	4,8 D	0,480 D	0,09	1,81

El sistema resulta ideal para este caso de estudio, gracias a su estructura radial que facilita la simulación de las condiciones de una microrred aislada. No obstante, para implementar el modelo matemático propuesto, será necesario realizar ciertas aproximaciones y adaptaciones al modelo base.

5.2. Adaptación del sistema IEEE 37 Node Test Feeder

Para utilizar el sistema como base para modelar la microrred aislada, se realizaron varias modificaciones al sistema original, con el objetivo de simplificar el análisis y adaptarlo a las características específicas de una microrred. Estas adaptaciones aseguran que el modelo sea coherente con los requerimientos del modelo matemático presentado en el capítulo anterior, permitiendo la incorporación de nuevas fuentes de generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía y luminarias de alumbrado público. A continuación, se detallan los principales cambios y aproximaciones realizadas:

1. Renombramiento de las barras y designación de barra slack.

Para mejorar la claridad y consistencia en el modelo de la microrred, se renombraron las barras del sistema. Cada nodo se identificó con un nuevo nombre que refleja su función en la microrred, manteniendo la topología original. La correspondencia entre los nodos originales y los nuevos nombres se puede ver en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Renombre de barras de caso IEE 37 Bus

Nodo caso IEEE 37	Nodo renombrado
799	1
702	2
703	3
704	4
705	5
706	6
707	7
708	8
709	9
710	10
711	11
712	12
713	13
714	14
718	15
720	16
722	17
724	18
725	19
727	20
728	21
729	22
730	23
731	24
732	25
733	26
734	27
735	28
736	29
737	30
738	31
740	32
741	33
742	34
744	35
775	36
701	37

Además, en el modelo adaptado, el nodo 1 se designó como la barra slack (o barra de referencia) de la microrred. Esto implica que es el punto de conexión principal, con un voltaje fijo de 1.0 pu y un ángulo de 0° (fase A).

2. Transformación a sistema balanceado.

En el sistema original, las cargas están desbalanceadas entre las tres fases (A, B y C), lo que refleja un escenario típico de distribución eléctrica. Para simplificar el análisis y modelar la microrred aislada, se balanceó el sistema considerando la suma de las demandas de las tres fases en cada barra con carga. Esto implica que la carga total en cada nodo se calcula como la suma de las potencias de las fases A, B y C. Además, al considerar en la formulación una aproximación de flujo DC solo se considera la potencia activa, siendo las cargas de cada barra las que se muestran en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: Potencia balanceada en cada barra

Nodo con demanda	Potencia activa balanceada [kW]
12	85
13	85
14	38
15	85
16	85
17	161
18	42
19	42
20	42
21	126
22	42
23	85
24	85
25	42
26	85
27	42
28	85
29	42
30	140
31	126
32	85
33	42
34	93
35	42
37	630
Total	2457

3. Consideración de la impedancia de la fase A.

Para simplificar los cálculos de flujo de potencia en la microrred, se consideró únicamente la impedancia de la fase A (Z_{aa}) de las configuraciones de cables subterráneos. Esto reduce la complejidad del modelo al asumir un sistema monofásico equivalente, utilizando los valores de resistencia y reactancia de la fase A proporcionados en las matrices de impedancia. Considerando la impedancia de la fase A y los largos de cada línea se tienen las siguientes reactancia para cada línea.

Tabla 5.6: Reactancia balanceada en cada linea

Nodo de origen	Nodo destino	Config.	Reactancia [Ω]
37	2	722	0,0541
2	5	724	0,0588
2	13	723	0,0458
2	3	722	0,0743
3	20	724	0,0353
3	23	723	0,0763
4	14	724	0,0118
4	16	723	0,1017
5	34	724	0,047
5	12	724	0,0353
6	19	724	0,0411
7	18	724	0,1117
7	17	724	0,0176
8	26	723	0,0407
8	25	724	0,047
9	24	723	0,0763
9	8	723	0,0407
10	28	724	0,0294
10	29	724	0,1881
11	33	723	0,0509
11	32	724	0,0294
13	4	723	0,0661
14	15	724	0,0764
16	7	724	0,1352
16	6	723	0,0763
20	35	723	0,0356
23	9	723	0,0254
26	27	723	0,0712
27	30	723	0,0814
27	10	724	0,0764
30	31	723	0,0509
31	11	723	0,0509
35	21	724	0,0294
35	22	724	0,0411
36	9	XFM-1	0,0181
1	37	721	0,0691

4. Flujos Máximos

Como se indicó anteriormente debido al aumento de demanda que tendrá el caso original al incorporar el alumbrado público, será necesario aumentar el límite térmico de los conductores del sistema, para ello no se modificara el calibre de los cables sino que se considerara el límite de flujo máximo de un calibre superior. Esto se hará principalmente para las configuraciones 722, 723 y 724. Para calcular el flujo máximo de cada configuración se

utilizara la ecuación (5.1).

$$\overline{p}_l^L = \sqrt{3} \cdot V_{l-l} \cdot I_{conductor} \quad (5.1)$$

Donde se considerara un factor de potencia unitaria para obtener el mayor flujo posible, la tensión línea-línea del sistema y la ampacidad de cada calibre [49]. De esta forma en la Tabla 5.7 se presentan los límites térmicos para cada configuración.

Tabla 5.7: Límites térmicos de los conductores

Config.	Tipo de cable	Ampacidad [A]	Flujo máximo [kW]
721	1.000 kcmil AA	445	3.699,7
722	600 kcmil AA	340	2.826,7
723	3/0 AWG AA, CN	155	1.288,6
724	1 AWG AA, CN	100	831,4

Con las adaptaciones realizadas al caso base, se habilita la modelación de la microrred que se empleará en el estudio, cuyos detalles se expondrán en la siguiente sección.

5.3. Caso de estudio que represente un microrred aislada en la región de Antofagasta

El sistema de prueba IEEE seleccionado fue adaptado para representar una microrred aislada utilizando datos reales de un sistema ubicado en la región de Antofagasta. Asimismo, se incorporó la regulación lumínica aplicable a dicha región, debido a su designación como zona astronómica protegida según el Decreto 2 [45], condición que convierte al sistema en un escenario óptimo para el estudio de la contaminación lumínica. Esta particularidad, sumada a la elevada radiación solar y la presencia de vientos constantes en la zona, refuerza su idoneidad para la obtención de datos de una microrred, optimizando el uso de recursos renovables y minimizando impactos ambientales. En el modelo adaptado, se incorpora un generador diesel en la barra 1, justificado por su rol como fuente de respaldo en la estructura radial del sistema, asegurando estabilidad ante variaciones de carga o fallos en las fuentes renovables. Asimismo, se instala una planta eólica en la barra 19 y una planta solar en la barra 33, ubicaciones estratégicas que coinciden con la distribución de la demanda y aprovechan las condiciones locales de viento y radiación solar, respectivamente. Para atender el incremento de demanda derivado del recambio e incorporación de 15.816 luminarias en 1.176 calles distribuidas en las barras del sistema, se propone una nueva planta solar en la barra 21 y una nueva planta eólica en la barra 34, seleccionadas por su proximidad a zonas de alta densidad de carga. Adicionalmente, se propone un sistema de almacenamiento en la barra 1, para optimizar la gestión energética en el punto de inicio del sistema radial, facilitando la regulación de excedentes y déficits de potencia. El modelo descrito puede visualizarse en la Figura 5.2, la cual ilustra la distribución de la generación. A continuación, se profundizará en las características técnicas y económicas de cada componente considerado en el modelo.

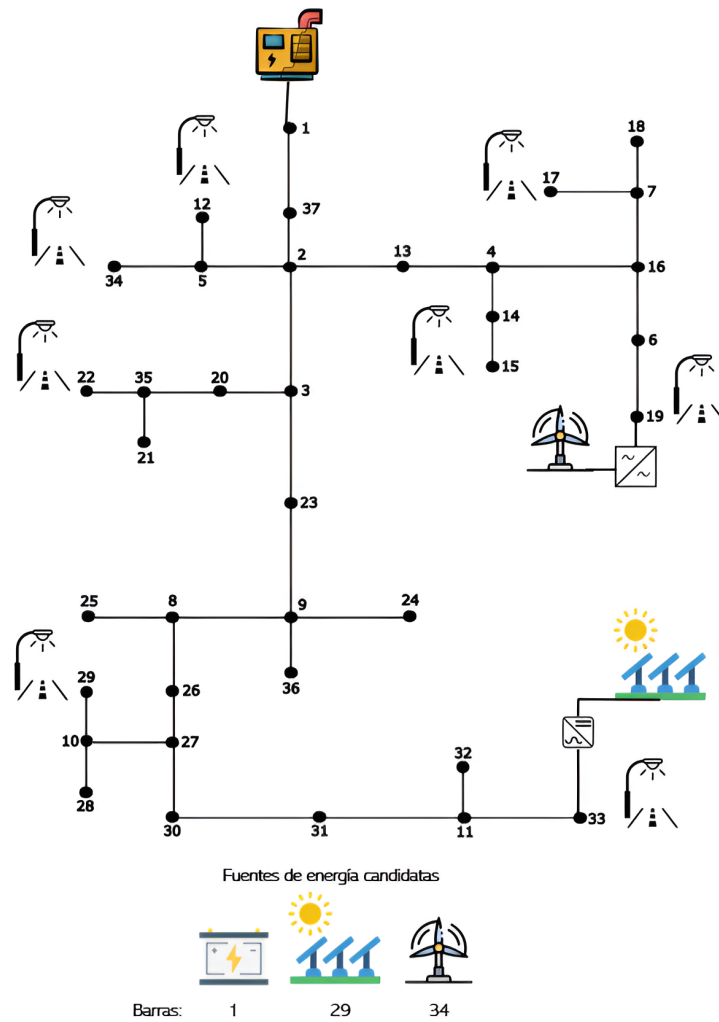


Figura 5.2: Modelo caso de estudio

5.3.1. Generador diésel

Para efectos de respaldo energético o suministro continuo en condiciones aisladas, se considera la utilización de un generador diésel con una capacidad nominal de 5.000 kW, una potencia comúnmente disponible en el mercado para aplicaciones industriales y portuarias. Equipos de este tipo son fabricados por marcas reconocidas como MAN, Caterpillar o MTU [50], y están diseñados para operar de forma eficiente en regímenes prolongados, con configuraciones que integran sistemas de refrigeración y control automatizado.

Los generadores diésel de gran escala presentan rendimientos térmicos típicos del orden de 40 % a 43 %, dependiendo de su tecnología y condiciones de operación. La empresa MAN Energy Solutions, en sus fichas técnicas de generadores diésel para aplicaciones industriales, reporta eficiencias en torno al 42 % para unidades de 5 MW en carga nominal. En este estudio se adopta una eficiencia representativa de 41,5 %, correspondiente a un consumo de 0,205 kg/kWh.

El costo operativo del generador se calcula a partir del consumo específico de diésel y su precio en la región. Según los informes de precios publicados por ENAP [51], el precio promedio del diésel en la región de Antofagasta durante julio de 2025 fue de 1,15 USD/litro, incluyendo impuestos y costos de distribución local.

El diésel posee una densidad energética de aproximadamente 10,2 kWh/litro, por lo que, considerando un consumo de 0,205 kg/kWh y una densidad de 0,85 kg/litro, se obtiene un consumo volumétrico de:

$$\frac{0,205kg/kWh}{0,85kg/litro} \approx 0,241litro/kWh \quad (5.2)$$

El costo de generación se obtiene multiplicando el consumo por el precio del diésel:

$$C^{Diesel} = 0,241litro/kWh \cdot 1,15USD/litro = 0,277USD/kWh \quad (5.3)$$

Este valor representa el costo variable de generación. Para estimar el costo total de operación, se incorporan los siguientes componentes adicionales:

- Costos de transporte, almacenamiento y logística del combustible, estimados en un 20 % adicional, especialmente relevantes en regiones norteñas como Antofagasta.
- Mantenimiento preventivo y correctivo, que según [52] se sitúan entre 0,20 y 0,35 USD/kWh para generadores en operación continua.
- Penalización por operación fuera del punto óptimo de carga, lo que puede aumentar el consumo de combustible en hasta un 10 % en regímenes parciales [53].
- Costos operacionales indirectos, como personal, seguros, y repuestos críticos, estimados conservadoramente en 0,20 USD/kWh adicionales.

Al incorporar todos estos factores, el costo total de operación se estima en aproximadamente 2 USD/kWh.

5.3.2. Generación solar

Las plantas solares de la microrred aislada en la región de Antofagasta aprovechan el recurso solar medido por la estación meteorológica Crucero 2, cuya irradiancia se extrajo del Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile [54]. Para incorporar el efecto estacional, se consideraron 12 días representativos (uno por mes), permitiendo una planificación que refleja las variaciones anuales de la irradiancia. El perfil de irradiancia en el horizonte considerado de 288 horas (12 días), medido en radiación horizontal ($\frac{W}{m^2}$), se muestra en la Figura 5.3. En el comportamiento se destacan picos diarios que alcanzan hasta 1.200 ($\frac{W}{m^2}$) alrededor de las horas de mayor insolación.

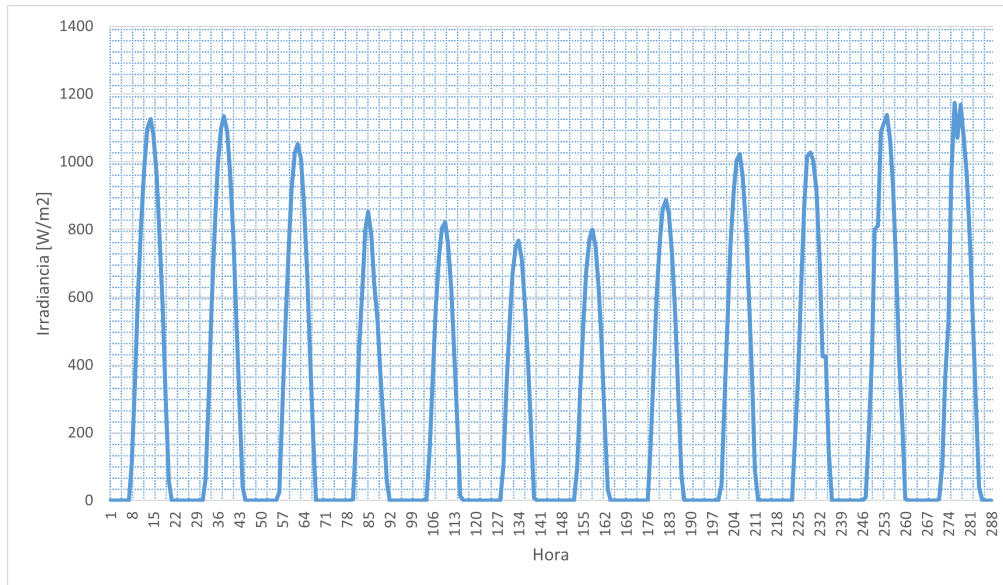


Figura 5.3: Irradiancia anual estación meteorológica Crucero 2

Para las plantas solares existentes y las candidatas, se seleccionaron paneles solares modelo PS-21M, cuyas especificaciones técnicas se detallan en la Tabla 5.8. Estos paneles, fabricados con tecnología de silicio monocristalino, ofrecen una eficiencia del 19,23% y dimensiones compactas que facilitan su instalación en el entorno desértico de Antofagasta.

Tabla 5.8: Especificaciones de los paneles solares PS-21M [6]

Parámetro	Valor
Potencia nominal (W)	210
Ancho (m)	1,560
Largo (m)	0,7
Eficiencia (%)	19,23

El costo de inversión para las plantas solares se estima en 1.600 USD/kW, el valor más alto observado en la distribución de costos de proyectos fotovoltaicos en 2020 [55]. Este costo elevado se justifica por la ubicación remota de Antofagasta, donde los gastos logísticos, el transporte de materiales y la necesidad de infraestructura robusta para resistir condiciones desérticas (como tormentas de arena) incrementan significativamente los costos [56].

5.3.3. Generación eólica

Las plantas eólicas de la microrred aislada en la región de Antofagasta aprovechan el recurso eólico registrado en el Explorador Eólico [57], cuya velocidad del viento fue medida por la estación meteorológica b3.1a. El perfil de velocidad del viento en el horizonte considerado de 288 horas (12 días), medido en ($\frac{m}{s}$), se muestra en la Figura 5.4. En el comportamiento se destacan picos diarios que alcanzan hasta 18 ($\frac{m}{s}$) durante las horas de mayor intensidad.

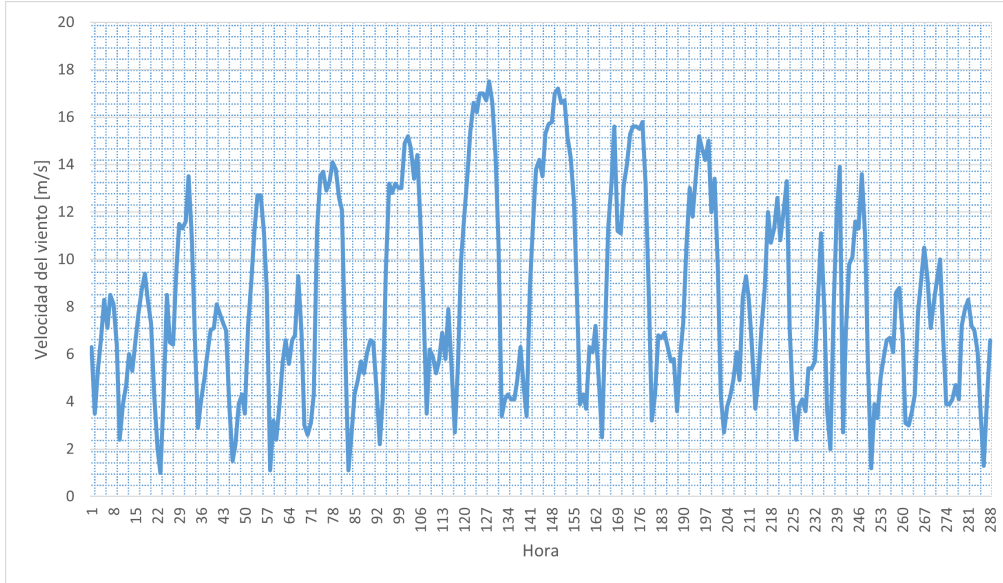


Figura 5.4: Velocidad del viento anual estación meteorológica b1.3a

Para las plantas eólicas existentes y las candidatas, se seleccionaron turbinas eólicas de 3 kW, cuyas especificaciones técnicas se detallan en la Tabla 5.9. Estas turbinas, diseñadas para operar en condiciones variables de viento, ofrecen una potencia nominal adecuada para la microrred y son resistentes a velocidades extremas, como las registradas en el entorno desértico de Antofagasta.

Tabla 5.9: Especificaciones turbinas de 3 kW [7]

Parámetro	Valor
Potencia nominal (W)	210
Velocidad del viento ($\frac{m}{s}$)	2,5
Velocidad nominal del viento ($\frac{m}{s}$)	12
Velocidad de corte del viento ($\frac{m}{s}$)	25

El costo de inversión para las plantas eólicas se estima en 1.800 USD/kW, basado en datos de proyectos existentes en Chile. Por ejemplo, la planta eólica Cabo Leones I, ubicada en la región de Coquimbo, tuvo un costo total de inversión de aproximadamente 500 millones de dolares para una capacidad instalada de 179 MW [58]. Dividiendo el costo total entre la capacidad instalada:

$$C^{WT,inv} = \frac{500,000,000USD}{179,000kW} \approx 2,793USD/kW \tag{5.4}$$

Sin embargo, ajustando por la menor escala de la microrred (turbinas de 3 kW) y los costos logísticos adicionales en Antofagasta, se considera un valor de 1.800 USD/kW.

5.3.4. Sistema de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de la microrred aislada en la región de Antofagasta se consideran únicamente como candidatos para mejorar la estabilidad y gestionar la inter-

mitencia de las fuentes renovables. Para los candidatos de almacenamiento, se seleccionan sistemas que se pueden encontrar en el mercado [8]. Las características se detallan en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10: Especificaciones sistemas de almacenamiento [8]

Parámetro	Valor
Potencia nominal (kW)	100
Energía nominal (kWh)	200
Eficiencia (%)	98

El costo de inversión para los sistemas de almacenamiento se estima en 500 USD/kWh, basado en datos de proyectos existentes en Chile. Por ejemplo, el proyecto Andes Solar I, una planta fotovoltaica con almacenamiento en la región de Antofagasta, reportó un costo total de 150 millones de dolares para una capacidad de almacenamiento de 350 MWh [59]. Dividiendo el costo total entre la capacidad energética:

$$C^{BESS,inv} = \frac{150,000,000USD}{350,000kWh} \approx 428,57USD/kWh \quad (5.5)$$

Ajustando por la menor escala del sistema 200 kWh y los costos adicionales de instalación en una zona remota como Antofagasta, incluyendo transporte y medidas de mitigación ambiental, se propone un costo promedio de 500 USD/kWh. Esto equivale a un costo total aproximado de 100.000 USD para el sistema de 200 kWh. Dividiendo este costo total entre la potencia nominal de 100 kW, se estima un costo de inversión por kW de 1.000 USD/kW.

5.3.5. Vertimiento y energía no suministrada

En la región de Antofagasta, el vertimiento es particularmente relevante debido al alto potencial solar y eólico de la zona y la limitada capacidad de infraestructura de transmisión local. De acuerdo al informe de la Comisión Nacional de Energía [60], en los últimos años el índice de vertimiento renovable en zonas como Mejillones y Calama ha superado el 10 % en ciertos meses. Considerando precios promedio marginales locales en torno a 30–40 USD/MWh [61] y tomando en cuenta el costo de oportunidad de la energía vertida, el costo del vertimiento considerado es de 0,04 USD/kWh.

Por otra parte, la energía no suministrada su valorización en Chile está normada por la Resolución Exenta N° 588/2004 del Ministerio de Energía, y el Informe Técnico N° 30 [62] que establece los costos de fallas según tipo de cliente y zona geográfica. En particular, para clientes industriales y comerciales en la región norte grande, los valores típicos de ENS varían entre 3 y 10 USD/kWh, dependiendo del nivel de tensión y el impacto económico del corte [62]. Para mantener un valor conservador se considerara un costo de 10 USD/kWh.

En la Tabla 5.11 presenta un resumen de los costos de inversión y operación asociados a las diferentes tecnologías analizadas.

Tabla 5.11: Tabla resumen de costos

Tecnología	Costo de inversión [USD/kW]	Costo de operación [USD/kW]
Diesel	-	2
Solar	1.600	-
Eólica	1.800	-
Almacenamiento	1.000	-
Vertimiento	-	0,04
ENS	-	10

La Tabla 5.12 detalla la potencia instalada de las tecnologías actualmente en operación.

Tabla 5.12: Potencia instalada plantas existentes

Barra	Tecnología	Potencia total [kW]
19	Eólica	1500
33	Solar	1470

La Tabla 5.13 especifica la cantidad máxima de equipos disponibles para su instalación por tecnología.

Tabla 5.13: Cantidad de equipos disponibles por tecnología

Barra	Tecnología	Cantidad máxima de equipos disponibles
34	Eólica	150 turbinas
21	Solar	1000 paneles
1	almacenamiento	100 Baterías

5.3.6. Demanda

Para el consumo total del caso de estudio, se consideraron los datos reales de demanda de un sistema aislado de la región de Antofagasta, los cuales esta expresados en por unidad como se puede ver en la Figura 5.5. Esta curva de demanda sirve como base para analizar el perfil de carga.

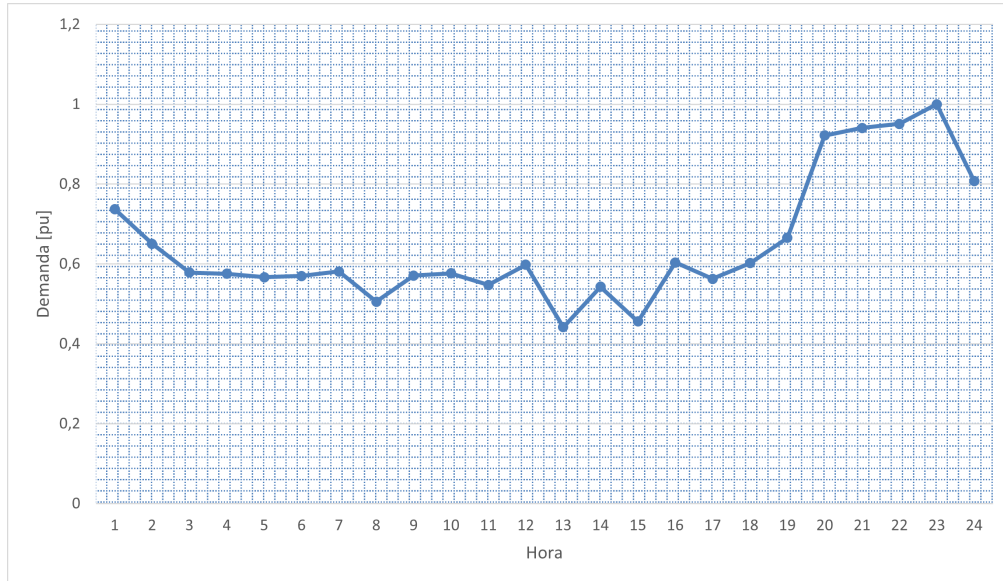
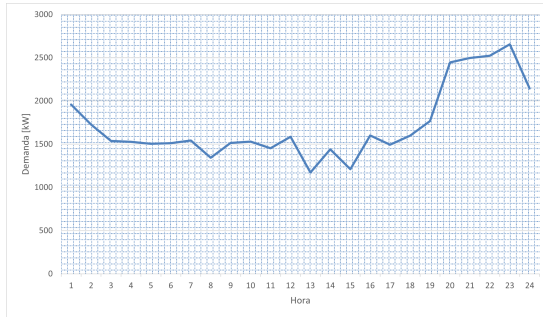


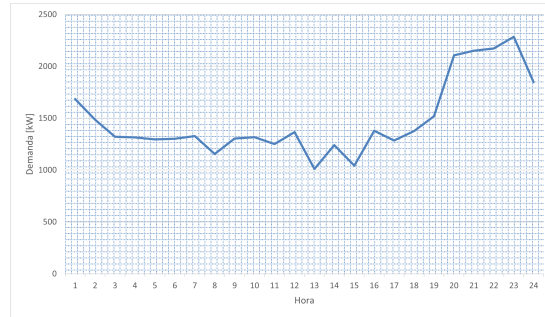
Figura 5.5: Perfil de demanda en pu de un día cualquiera

Para representar la demanda en el horizonte de operación, se incorporaron factores estacionales que ajustan la demanda base según las variaciones climáticas y de actividad en la región de Antofagasta. La demanda peak del sistema IEEE es de 2.457 kW, esta se ajustó con factores estacionales aplicados a lo largo del año. Los factores estacionales se determinaron analizando patrones de consumo histórico en la región, considerando factores como temperatura, duración del día y actividad económica. Estos factores se obtienen de la siguiente manera [63]:

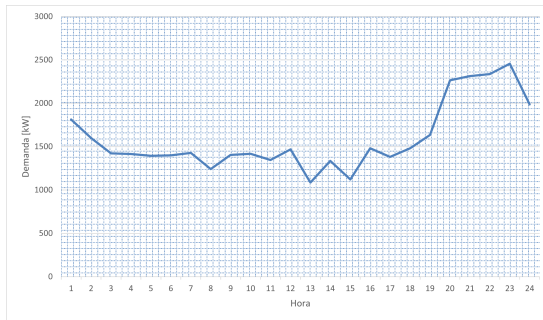
- Verano: Incremento del 8% debido a un mayor uso de aire acondicionado y actividad turística en Antofagasta durante los meses cálidos (diciembre a febrero), según se muestra en la Figura 5.6a.
- Otoño: Reducción del 7% reflejo de una transición hacia menor consumo tras el verano, con temperaturas moderadas (marzo a mayo), según se muestra en la Figura 5.6b.
- Invierno: Valor base, representando un consumo estable sin ajustes significativos, ya que las temperaturas en Antofagasta no son extremadamente bajas (junio a agosto), según se muestra en la Figura 5.6c.
- Primavera: Disminución del 12% debido a menor demanda de climatización y actividad económica reducida (septiembre a noviembre), según se muestra en la Figura 5.6d.



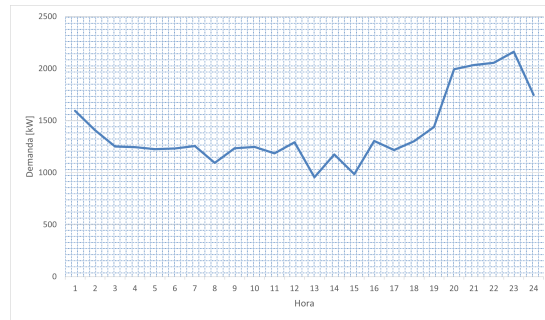
(a) Perfil de demanda para verano



(b) Perfil de demanda para otoño



(c) Perfil de demanda para invierno



(d) Perfil de demanda para primavera

Figura 5.6: Perfiles de demanda para cada estación del año

5.3.7. Alumbrado público

La microrred del caso de estudio incluye un total de 1.176 calles, clasificadas principalmente en los tipos P1, P2 y P3 (Ver sección 3.5). La distribución de estas calles por tipo se detalla en la Tabla 5.14. Estas calles se asignaron equitativamente a las barras 12, 15, 17, 19, 22, 29, 33 y 34, las cuales ya cuentan con una demanda eléctrica preexistente. La asignación equitativa asegura una distribución balanceada de la carga en el sistema eléctrico de la microrred.

Tabla 5.14: Cantidad de calles por tipo

Clase	Cantidad
P1	408
P2	240
P3	428

Las luminarias consideradas en este estudio son modelos disponibles en el mercado [64], [65], [66], seleccionados por su cumplimiento con el estándar establecido en el Apéndice A. Las características de estas luminarias, incluyendo su potencia unitaria, costo unitario y temperatura de color, se presentan en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15: Luminarias candidatas

Ítem	Nombre	Potencia [W]	Costo [USD]	Temperatura de color [K]
L1	Luminaria alumbrado público LED 60W VTEC Evolution	60	\$ 283,92	3.000
L2	Luminaria alumbrado público LED 100W VTEC Evolution	100	\$ 370,35	3.000
L3	Luminaria alumbrado público ATLANTIS PRO II 75W WESTINGHOUSE	75	\$ 332,18	3.000
L4	Luminaria alumbrado público ATLANTIS PRO II 180W WESTINGHOUSE	180	\$ 255,36	3.000
L5	Luminaria alumbrado público NANO STREET VEL0181	30	\$ 203,00	3.000
L6	Luminaria alumbrado público LEDVANCE SKY 120W	120	\$ 293,22	3.000
L7	Luminaria alumbrado público NANO EASY LED VEL0291	30	\$ 334,06	3.000
L8	Luminaria alumbrado público NANO EASY LED VEL0293	60	\$ 405,79	3.000
L9	Luminaria alumbrado público LED SKY G3 150W	150	\$ 234,07	4.000
L10	Luminaria alumbrado público LED SKY G3 90W	90	\$ 162,16	4.000
L11	Luminaria alumbrado público ATLANTIS PRO II 100W WESTINGHOUSE	100	\$ 269,90	1.700
L12	Luminaria alumbrado público ATLANTIS PRO II 40W WESTINGHOUSE	40	\$ 217,99	1.700
L13	Luminaria alumbrado público ATLANTIS PRO II 60W WESTINGHOUSE	60	\$ 234,60	1.700

Para determinar las características técnicas de las calles, se tomaron como referencia los datos del documento "Mejoramiento del Alumbrado Público de la Ciudad de Osorno" [67]. Aunque Osorno no está geográficamente próxima a la región de Antofagasta, se utilizaron estos datos como una aproximación razonable debido a la dificultad para obtener información específica de la zona. Se recomienda en futuros estudios validar estas aproximaciones con datos locales para garantizar mayor precisión.

Tabla 5.16: Parámetros por tipo de calle

Clase	Distancia entre postes [m]	Ancho de la calzada [m]	Altura del poste [m]	N° de luminarias por calle	Arreglo
P1	40	15	10	13	<i>single side bottom</i>
P2	40	10	10	13	<i>single side bottom</i>
P3	35	7	10	14	<i>single side bottom</i>

El cálculo de la demanda eléctrica de las luminarias consideró el funcionamiento estacional, ajustado según las horas de operación diurna y nocturna en función de la época del año. Para ello, se definieron los siguientes periodos de operación:

- Verano: 8 horas diarias de encendido (19:00–03:00).
- Invierno: 12 horas diarias de encendido (18:00–06:00).
- Primavera/Otoño: 10 horas diarias de encendido (19:00–05:00).

Estos horarios se basan en los patrones de iluminación requeridos para garantizar niveles adecuados de seguridad y visibilidad, conforme a las normativas de alumbrado público. Además, se consideraron factores como la eficiencia lumínica y los límites de contaminación lumínica establecidos en la norma chilena [25], que regula la emisión de luz intrusa en zonas urbanas y rurales.

La Tabla 5.17 resume los sistemas de alumbrado público considerados en la microrred, indicando la barra a la que están asignados, el número de calles, la clase correspondiente y los límites de contaminación lumínica asociados.

Tabla 5.17: Tabla de resumen alumbrado público

Ítem	Barra	Clase	N° de calles	Iluminancia media máxima [Lux]	Iluminancia media mínima [Lux]
A1	12	P1	51	18	7,5
A2	15	P1	51	18	7,5
A3	17	P1	51	18	7,5
A4	19	P1	51	18	7,5
A5	22	P1	51	18	7,5
A6	29	P1	51	18	7,5
A7	33	P1	51	18	7,5
A8	34	P1	51	18	7,5
A9	12	P2	30	12	3
A10	15	P2	30	12	3
A11	17	P2	30	12	3
A12	19	P2	30	12	3
A13	22	P2	30	12	3
A14	29	P2	30	12	3
A15	33	P2	30	12	3
A16	34	P2	30	12	3
A17	12	P3	66	9	1,5
A18	15	P3	66	9	1,5
A19	17	P3	66	9	1,5
A20	19	P3	66	9	1,5
A21	22	P3	66	9	1,5
A22	29	P3	66	9	1,5
A23	33	P3	66	9	1,5
A24	34	P3	66	9	1,5

En el siguiente capítulo, se analizarán tres casos de operación de la microrred, evaluando el desempeño técnico y económico de las configuraciones propuestas. Además, se examinará el costo total del sistema, considerando tanto los costos de inversión como los operativos, y se verificará el cumplimiento de la norma chilena de contaminación lumínica [26], asegurando que las emisiones de luz se mantengan dentro de los límites establecidos para la región de Antofagasta.

Capítulo 6

Resultados y análisis

6.1. Casos de operación a analizar

Para evaluar el desempeño del modelo matemático de la planificación de la microrred aislada en la Sección 4, se consideraron tres casos operativos. En el caso base, se omitieron las restricciones de contaminación lumínica, permitiendo un análisis sin limitaciones en este factor. En el caso 1, se incorporaron exclusivamente las restricciones de iluminancia media, evaluando su impacto en los resultados de la planificación. En el caso 2, se consideraron tanto los límites de iluminancia media como los de temperatura de color, ofreciendo un análisis más completo de las condiciones lumínicas. En cada caso, se examinaron las siguientes métricas: el costo total del sistema, las decisiones de inversión en tecnologías específicas, la selección óptima de luminarias y el cumplimiento de las normativas vigentes sobre contaminación lumínica.

6.2. Caso base: Sin restricciones lumínicas

En este caso, se analiza el desempeño del modelo sin considerar restricciones de iluminancia media ni de temperatura de color. Los resultados se detallan en la Tabla 6.1, donde el costo total del horizonte de estudio asciende a 14.896.629,09 USD, distribuidos en un 53,97% para el costo de operación y un 46,03% para el costo de inversión. La inversión se distribuye entre todas las tecnologías disponibles, con un 36,5% destinado al almacenamiento, destacando como la mayor inversión en generación, seguido por un 46,8% en luminarias nuevas, y un menor porcentaje en generación con un 11,8% para eólicas nuevas y un 4,9% USD para solares nuevas. En la operación, el 1,1% del costo total corresponde al vertimiento de energías renovables, mientras que el costo de operación del diésel representa la mayor parte, con un 98,9%.

Tabla 6.1: Costos caso de operación sin restricciones lumínicas

Tecnología	Costo de inversión [USD]	Costo de operación [USD]
Eólicas nuevas	810.000	-
Solares nuevas	336.000	-
Almacenamiento nuevos	2.500.000	-
Luminarias nuevas	3.210.649,64	-
Operación diesel	-	7.953.225,04
Vertimiento	-	86.754,41
ENS	-	0

La operación se desglosa por estación del año, como se muestra en las Figuras 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4, reflejando las variaciones estacionales en la generación y demanda. En todas las gráficas el generador diésel se emplea principalmente durante las horas nocturnas, cuando la generación de energías renovables (solar y eólica) resulta insuficiente, mientras que las baterías se cargan en períodos de exceso renovable con excedentes y se descargan durante la noche para compensar la escasez de energía. No obstante, como se observa en la Figura 6.3, en invierno se registra una menor contribución de las baterías, siendo el primer día del mes el que presenta el menor aporte, en cambio en el ultima día de primavera 6.4 se puede ver el mayor aporte en todo el horizonte de estudio. Los picos de demanda se observan consistentemente en las horas nocturnas, reflejando un mayor consumo en este intervalo. Además, se evidencia vertimiento debido al bajo costo y a un exceso de generación renovable, especialmente durante las horas diurnas de alta producción solar, como se aprecia en los picos de las curvas de vertimiento, mismo periodo donde los generadores diésel no operan.

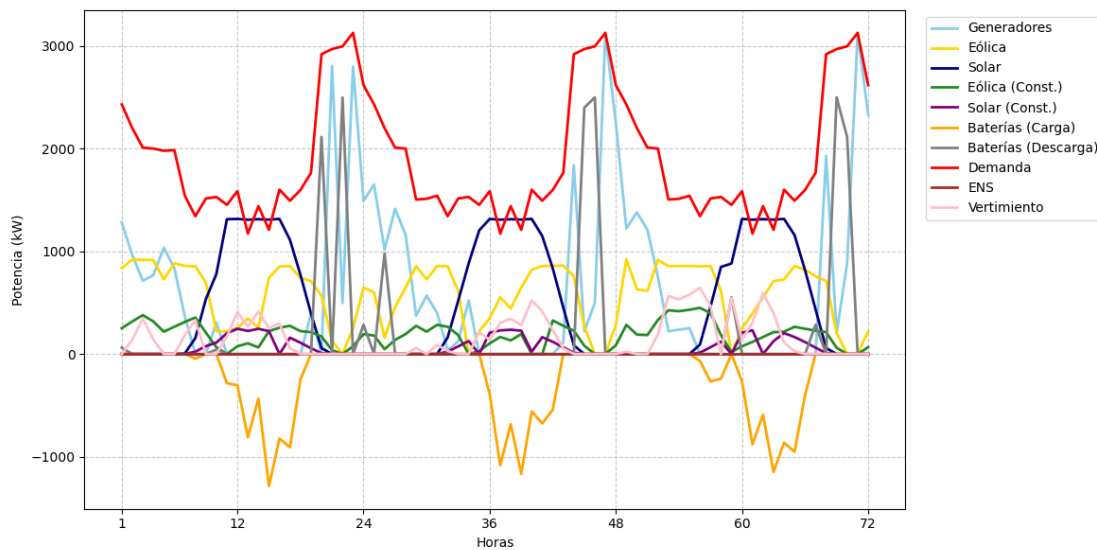


Figura 6.1: Operación en verano caso base

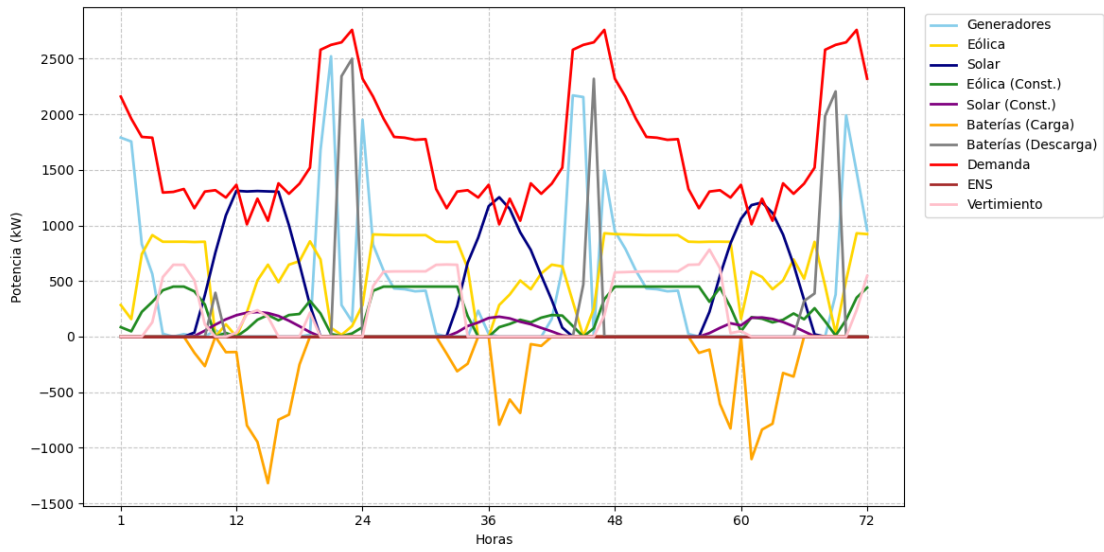


Figura 6.2: Operación en otoño caso base

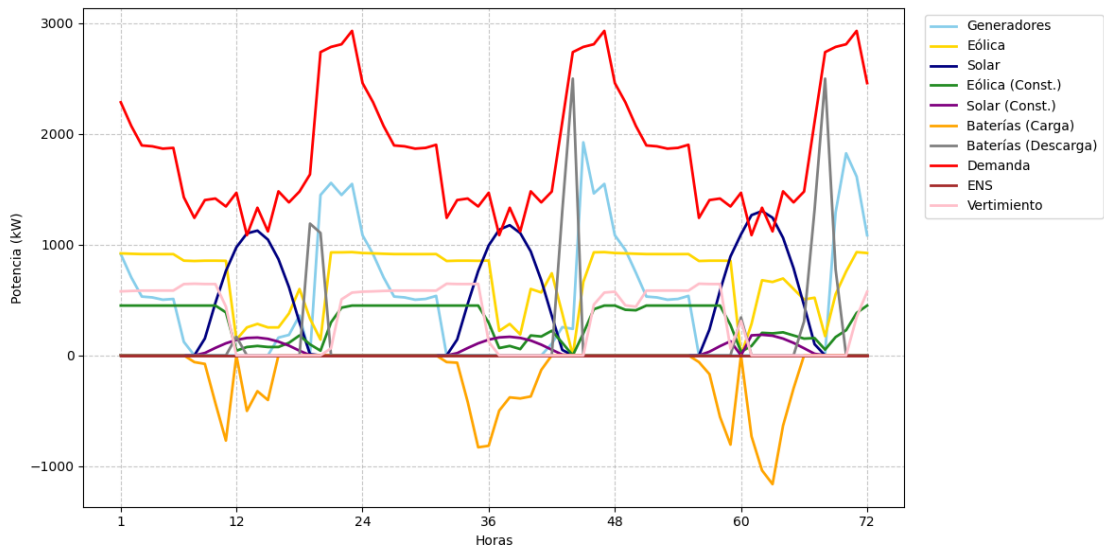


Figura 6.3: Operación en invierno caso base

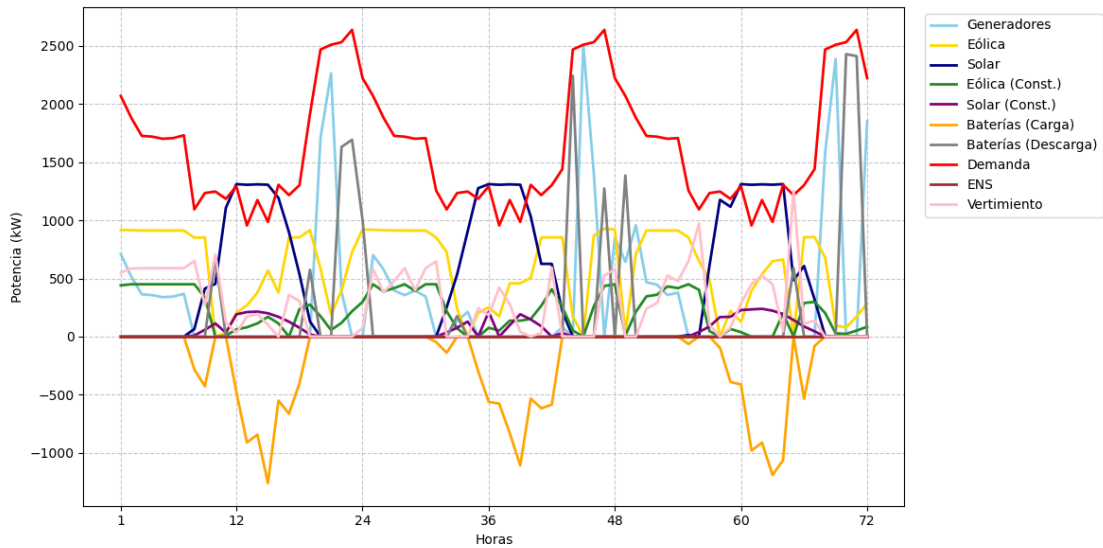


Figura 6.4: Operación en verano caso base

La Tabla 6.2 detalla la cantidad de equipos invertidos por tecnología, mostrando una inversión completa en turbinas eólicas (150 unidades) y paneles solares (1.000 unidades), lo que indica una instalación significativa de éstas tecnologías. En contraste, la inversión en almacenamiento se limitó al 25 % de la cantidad máxima de baterías, con un total de 25 unidades instaladas, reflejando una estrategia conservadora en esta área, podría explicarse porque, como se observa en las Figuras 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4, las baterías solo se cargan durante períodos de exceso de generación solar, que es la tecnología con el menor costo de inversión.

Tabla 6.2: Cantidad de equipos instalados caso base

Tecnología	Cantidad de equipos instalados
Eólicas nuevas	150 turbinas
Solares nuevas	1.000 paneles
Almacenamiento nuevos	25 baterías

El modelo de planificación seleccionó la luminaria Nano Street Vel0181 (30 W, 203 USD unitario, 3.000 K de temperatura de color) de las disponibles (ver Tabla 5.15) para todos los alumbrados públicos (ver Tabla 5.17), como se ilustra en la Figura 6.5. Esta luminaria fue elegida principalmente por su baja potencia y por ser la segunda de menor costo, ya que la opción de menor costo tiene una potencia tres veces superior. Por lo tanto, el modelo optó por la luminaria que genera el menor impacto en la demanda energética, manteniendo un bajo costo de inversión.

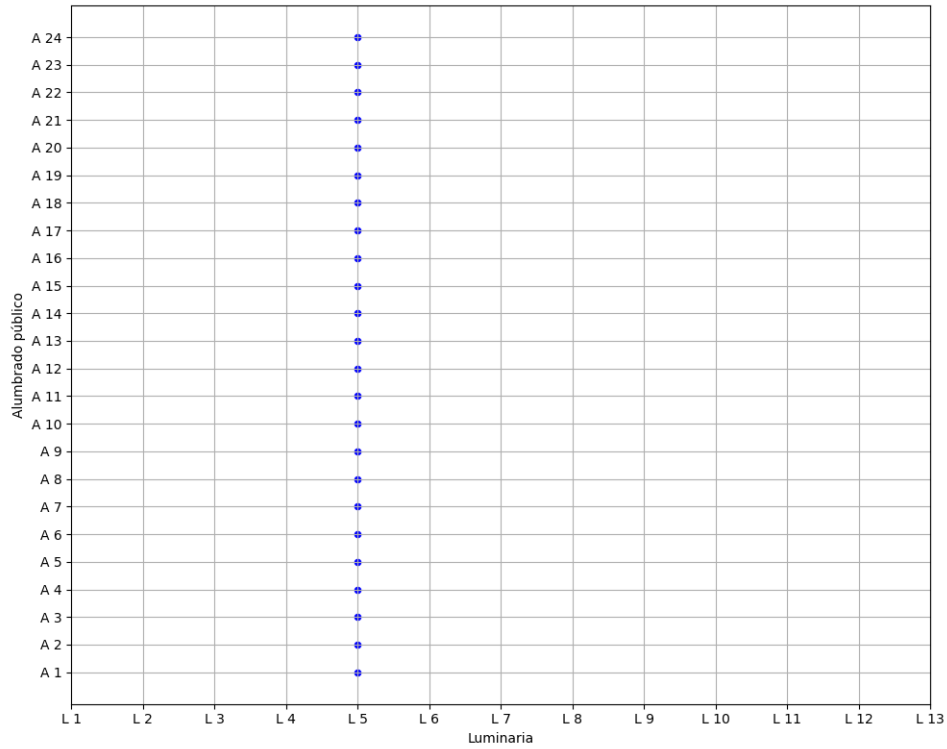


Figura 6.5: Asignación de luminarias

La selección de dicha luminaria incrementó la demanda total en 474,48 kW. Esto se complementa con la Figura 6.6, que muestra que los valores de iluminancia media calculados no cumplen con los límites mínimos para todos los tipos de calles, destacando deficiencias en la distribución lumínica, especialmente en las calles A1 a A8 (Ver Tabla 5.17), donde los valores son notablemente bajos para la clase de la calle ($< 7,5$ Lux). Además, la temperatura de color de la luminaria seleccionada (3.000 K) no satisface la restricción de temperatura de color (< 2.200 K) (Ver Ecuación 4.43).

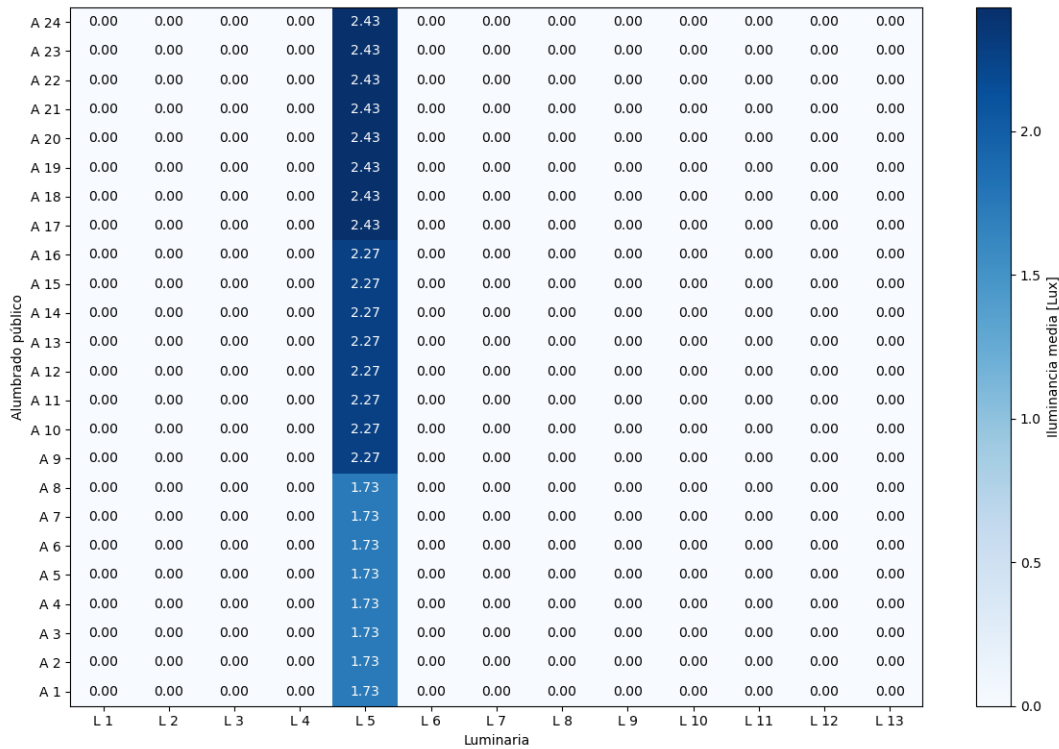


Figura 6.6: Iluminancia media por alumbrado público

En la Tabla 6.3 se presenta un resumen del cumplimiento de los requisitos normativos de contaminación lumínica para cada tipo de calle. Aunque en las vías de clase P3 la iluminancia media obtenida se encuentra por sobre el valor mínimo exigido, no se cumple con la restricción de temperatura de color. Esta situación se repite en todas las clases analizadas, lo que indica un incumplimiento general de los estándares establecidos.

Tabla 6.3: Tabla resumen de iluminancia media para cada tipo de calle

Clase	Iluminancia media obtenida [Lux]	Iluminancia media máxima [Lux]	Iluminancia media mínima [Lux]	Temperatura [K]	Cumplimiento
P1	1,73	18	7,5	3.000	No
P2	2,27	12	3	3.000	No
P3	2,43	9	1,5	3.000	No

Este caso base evidenció que el sistema logra abastecer el aumento de demanda designado a la iluminación, con un incremento total de 474.48 kW derivado de la selección de la luminaria Nano Street Vel0181, según se detalla en la Tabla 6.1 con una inversión de 3.210.649,64 USD. Sin embargo, al no considerarse las restricciones de contaminación lumínica, el sistema no cumple con los límites mínimos de iluminancia media ni con los requisitos de temperatura de color estipuladas por el Decreto Supremo 1 [26].

6.3. Caso 1: Con restricciones de iluminancia media

En este caso se analiza el comportamiento del sistema considerando solamente las restricciones de iluminancia media. Los resultados se detallan en la Tabla 6.4, donde el costo total anual asciende a 16.534.434,08 USD, distribuidos en un 57,23 % para el costo de operación y un 42,77 % para el costo de inversión. La inversión se distribuye entre todas las tecnologías disponibles, con un 35,36 % destinado al almacenamiento, destacando como la mayor inversión en generación, seguido por un 48,44 % en luminarias nuevas, y un menor porcentaje en generación con un 11,46 % para eólicas nuevas y un 4,75 % para solares nuevas. En la operación, el 0.89 % del costo total corresponde al vertimiento de energías renovables, mientras que el costo de operación del diésel representa la mayor parte, con un 99,11 %.

Tabla 6.4: Costos caso de operación con restricción de iluminancia media

Tecnología	Costo de inversión [USD]	Costo de operación [USD]
Eólicas nuevas	810.000	-
Solares nuevas	336.000	-
Almacenamiento nuevos	2.500.000	-
Luminarias nuevas	3.425.023,73	-
Operación diésel	-	9.378.745,57
Vertimiento	-	84.664,79
ENS	-	0

La operación se desglosa por estación del año, como se ilustra en las Figuras 6.7, 6.8, 6.9 y 6.10, destacando las variaciones estacionales en la generación y demanda. En este caso, se observa un incremento en la demanda respecto al caso anterior, con un aumento notable en la operación del diésel durante las horas nocturnas, y con la descarga de las baterías durante la madrugada coincidiendo con el funcionamiento de las luminarias.

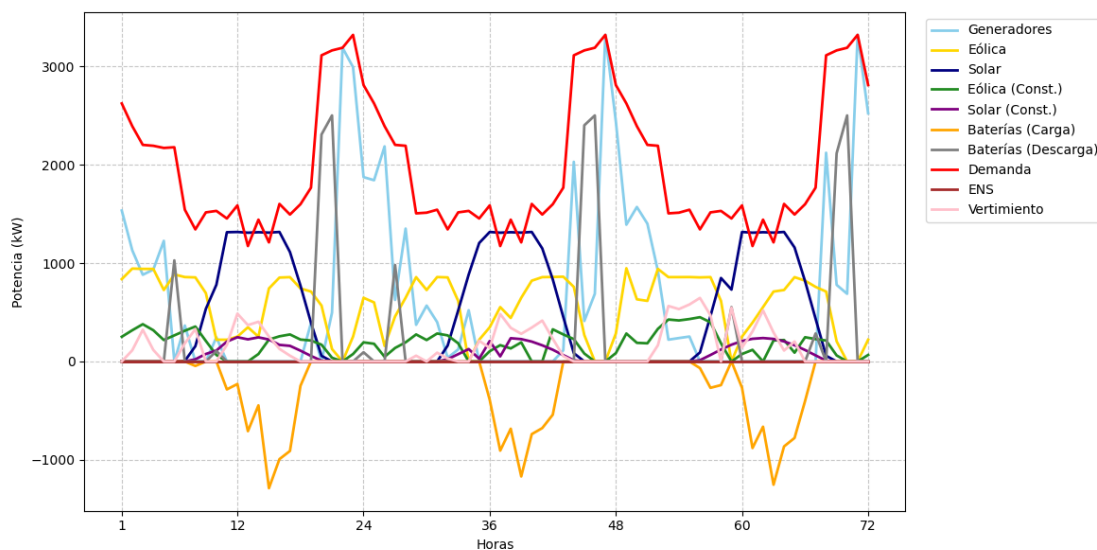


Figura 6.7: Operación en verano caso 1

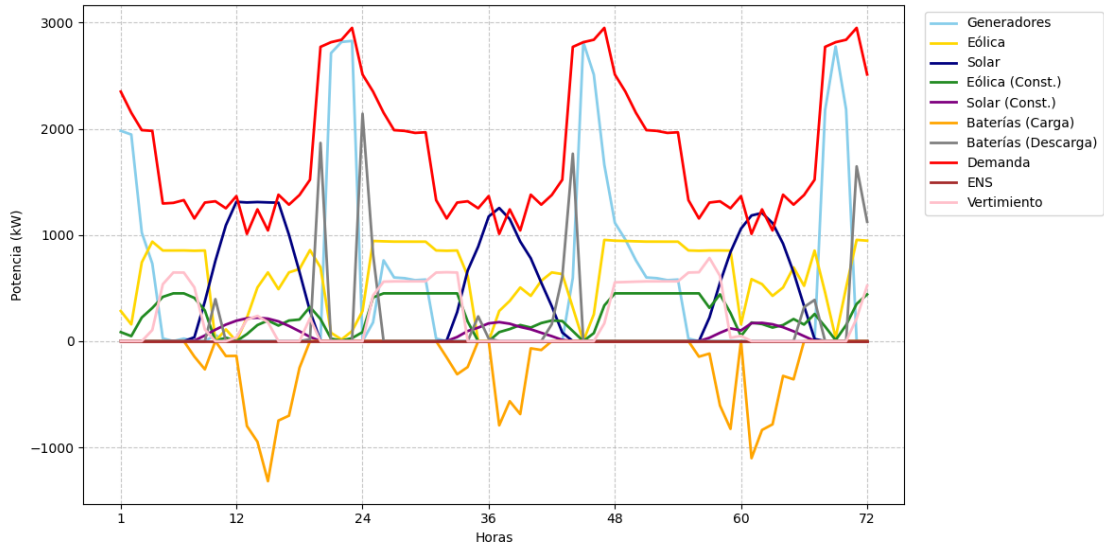


Figura 6.8: Operación en otoño caso 1

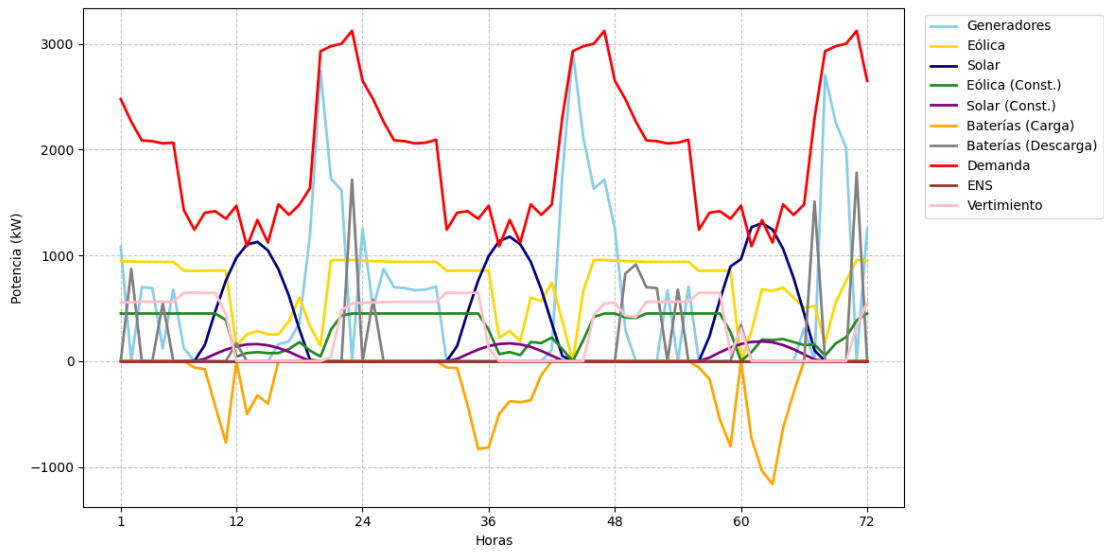


Figura 6.9: Operación en invierno caso 1

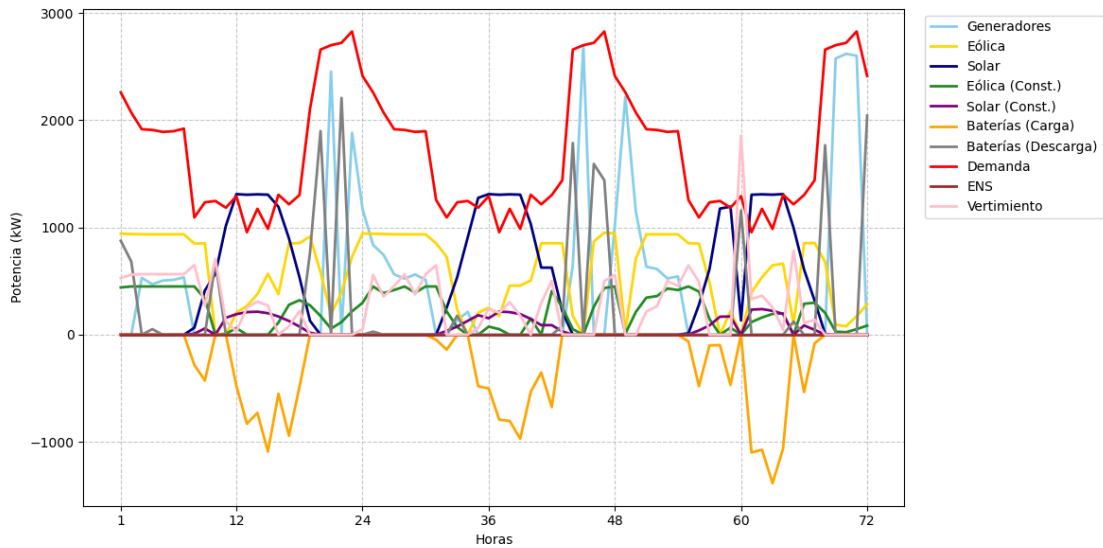


Figura 6.10: Operación en verano caso 1

La Tabla 6.5 detalla la cantidad de equipos invertidos por tecnología, mostrando una inversión completa en turbinas eólicas (150 unidades) y paneles solares (1.000 unidades), lo que indica una maximización de estas capacidades generadoras. En contraste, la inversión en almacenamiento se limitó al 25 % de la cantidad máxima de baterías, con un total de 25 unidades instaladas, reflejando una estrategia conservadora en esta área.

Tabla 6.5: Cantidad de equipos instalados caso 1

Tecnología	Cantidad de equipos instalados
Eólicas nuevas	150 turbinas
Solares nuevas	1.000 paneles
Almacenamiento nuevos	25 baterías

El solver seleccionó las luminarias Atlantis Pro II Westinghouse (60W, 234,6 USD, 1.700 K) para los alumbrados públicos de clase P1, las luminarias Atlantis Pro II Westinghouse (40W, 217,99 USD, 1.700 K) para los alumbrados públicos de clase P2 y las luminarias Nano Street Vel0181 (30 W, 203 USD unitario, 3,000 K) para los alumbrados públicos de clase P3, como se ilustra en la Figura 6.11. Las luminarias Atlantis fueron elegidas principalmente por su mayor potencia, que se traduce en una mayor intensidad lumínica, lo que permite cumplir con los límites mínimos de iluminancia media. En el caso de la luminaria Nano, su selección respondió a que presenta el segundo menor costo y a que la clase de la calle donde se utiliza no requiere una elevada intensidad lumínica para cumplir con los límites mínimos. En consecuencia, el modelo priorizó luminarias que cumplen con los límites de iluminancia media, aunque no satisfacen el requisito de temperatura de color.

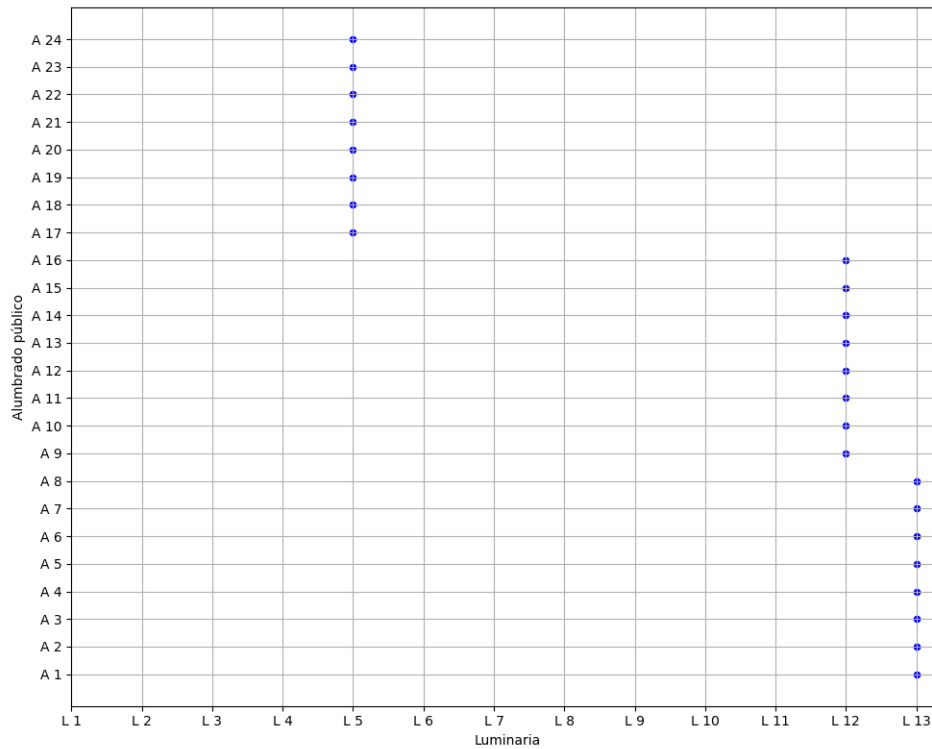


Figura 6.11: Asignación de luminarias

Esto incrementó la demanda total en 727,44 kW, repercutando en el funcionamiento del generador diésel en las horas nocturnas. Esto se complementa con la Figura 6.12, que muestra que los valores calculados de iluminancia media si cumplen con los límites mínimos y máximos para todos los tipos de calles. Sin embargo, la temperatura de color de la luminaria Nano Street Vel0181 seleccionada para las calles A17 a A24 no satisface la restricción de temperatura de color (<2.200 K).

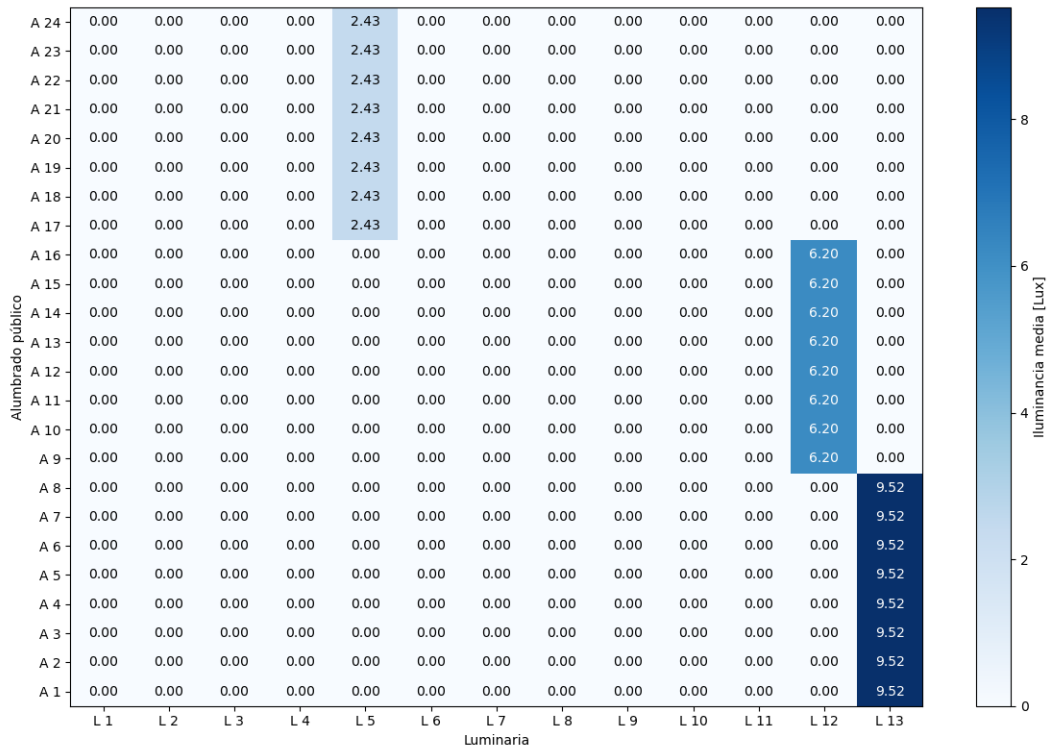


Figura 6.12: Iluminancia media por alumbrado público

En la Tabla 6.6 se presenta un resumen del cumplimiento de los requisitos normativos de contaminación lumínica para cada tipo de calle.

Tabla 6.6: Tabla resumen de iluminancia media para cada tipo de calle

Clase	Iluminancia media obtenida [Lux]	Iluminancia media máxima [Lux]	Iluminancia media mínima [Lux]	Temperatura [K]	Cumplimiento
P1	9,52	18	7,5	1.700	Si
P2	6,2	12	3	1.700	Si
P3	2,43	9	1,5	3.000	No

Este caso de operación demostró que el sistema logra abastecer el aumento de demanda asignado a la iluminación, con un incremento total de 727,44 kW cubierto mediante la selección de luminarias detalladas en la Figura 6.11. Según la Tabla 6.4, esta solución requirió una inversión de 3.425.023,73 USD, superior a la del caso anterior, debido a la elección de luminarias que cumplen con la restricción mínima de iluminancia media, las cuales presentan costos unitarios más elevados. Además, se registró un incremento en el costo de operación debido al mayor uso del generador diésel, motivado por la necesidad de luminarias con mayor flujo lumínico, lo que requiere una mayor potencia eléctrica para cumplir con los niveles mínimos de iluminancia establecidos.

6.4. Caso 2: Con restricciones de iluminancia media y de temperatura de color

En este caso, se analiza el comportamiento del sistema considerando solamente todas las restricciones contaminación lumínica. Los resultados se detallan en la Tabla 6.7, donde el costo total anual asciende a 17.198.684,85 USD, distribuidos en un 58,24 % para el costo de operación y un 41,76 % para el costo de inversión. La inversión se distribuye entre todas las tecnologías disponibles, con un 34,8 % destinado al almacenamiento, destacando como la mayor inversión en generación, seguido por un 49,2 % en luminarias nuevas, y un menor porcentaje en generación con un 11,3 % para eólicas nuevas y un 4,7 % para solares nuevas. En la operación, el 0,84 % del costo total corresponde al vertimiento de energías renovables, mientras que el costo de operación del diésel representa la mayor parte, con un 99,16 %.

Tabla 6.7: Costos caso de operación con restricción de iluminancia media

Tecnología	Costo de inversión [USD]	Costo de operación [USD]
Eólicas nuevas	810.000	-
Solares nuevas	336.000	-
Almacenamiento nuevos	2.500.000	-
Luminarias nuevas	3.535.830,83	-
Operación Diesel	-	9.932.976,17
Vertimiento	-	83.877,85
ENS	-	0

La operación se desglosa por estación del año, como se ilustra en las Figuras 6.13, 6.14, 6.15 y 6.16, destacando las variaciones estacionales en la generación y demanda. En este caso, se observa nuevamente un incremento en la demanda respecto al caso anterior, con un aumento en la operación del diésel durante las horas nocturnas, coincidiendo con el funcionamiento de las luminarias.

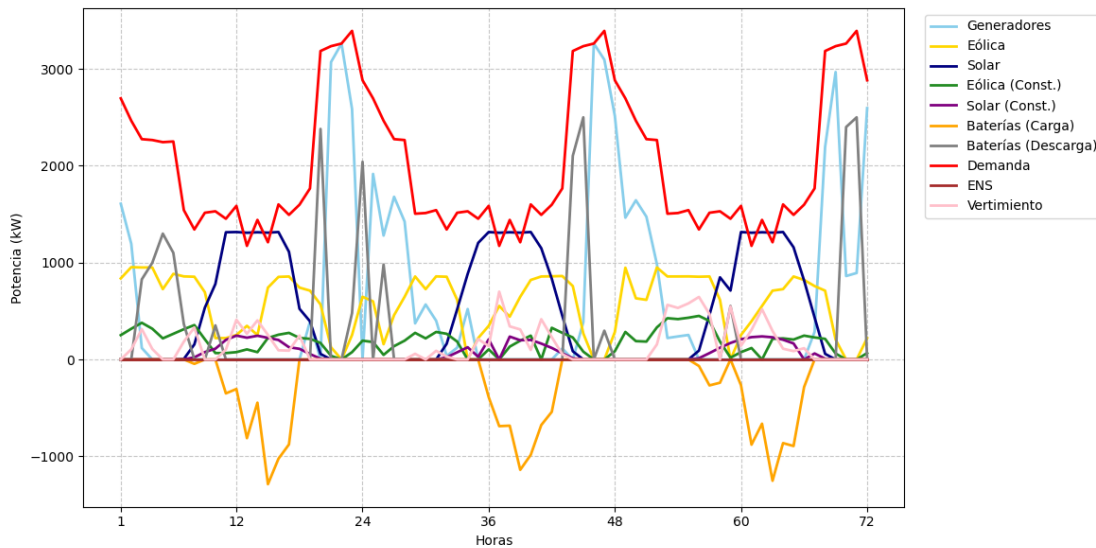


Figura 6.13: Operación en verano caso 2

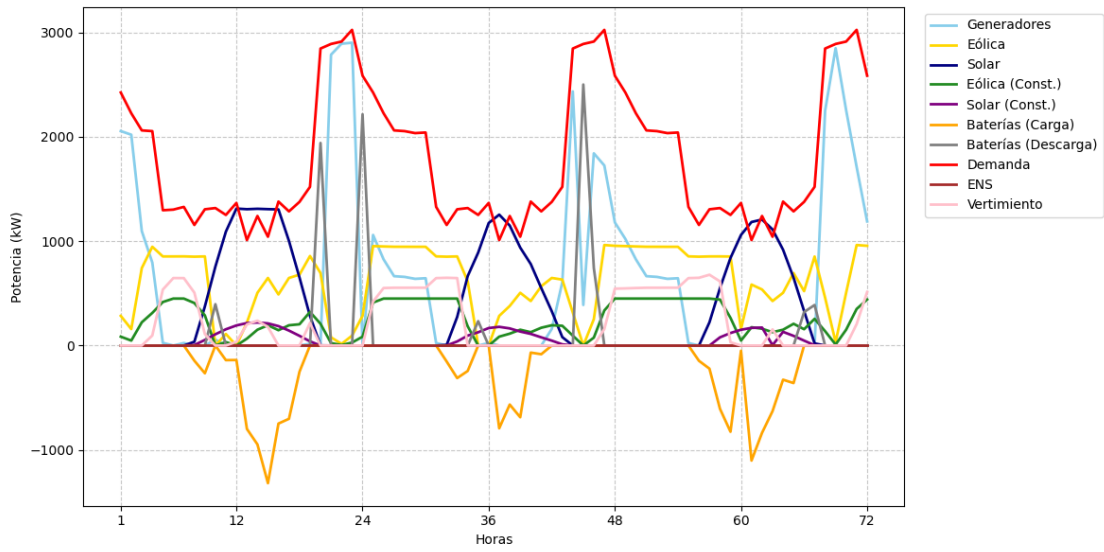


Figura 6.14: Operación en otoño caso 2

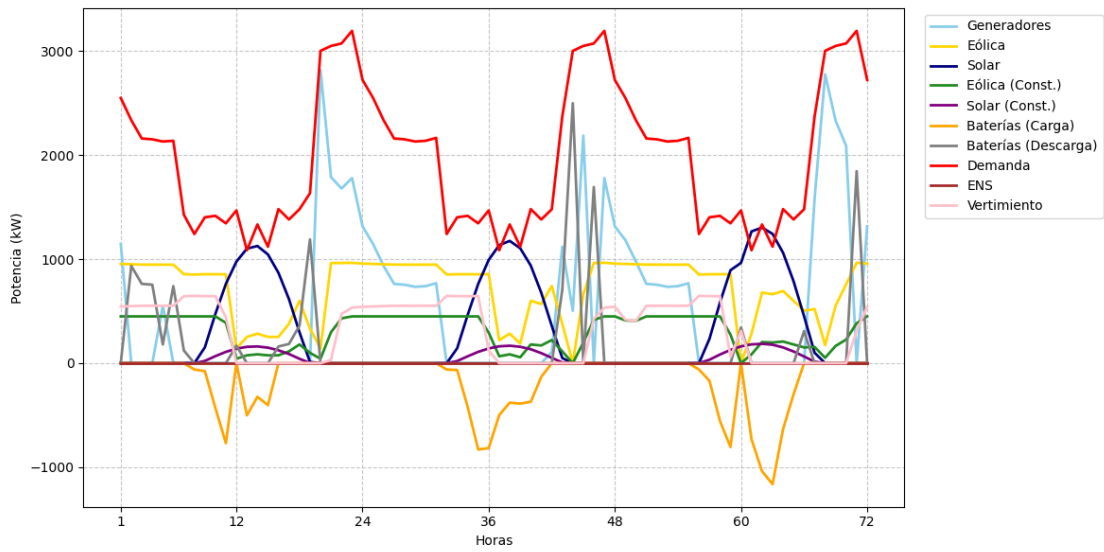


Figura 6.15: Operación en invierno caso 2

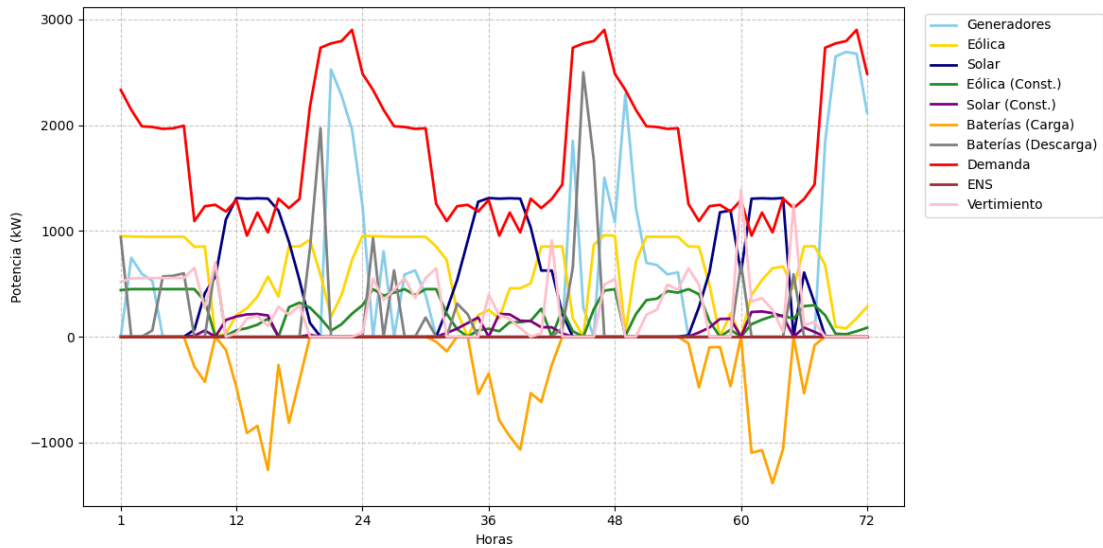


Figura 6.16: Operación en verano caso 2

La Tabla 6.8 detalla la cantidad de equipos invertidos por tecnología, mostrando una inversión completa en turbinas eólicas (150 unidades) y paneles solares (1.000 unidades), lo que indica una maximización de estas capacidades generadoras. En contraste, la inversión en almacenamiento se limitó al 25 % de la cantidad máxima de baterías, con un total de 25 unidades instaladas, reflejando una estrategia conservadora en esta área. Esta tendencia se repite en los casos anteriores, sugiriendo que el incremento de la demanda por iluminación durante los periodos nocturnos no resulta suficiente para justificar un aumento en la inversión en baterías, dado el costo asociado y la dependencia en otras fuentes como el diésel para cubrir dichos picos.

Tabla 6.8: Cantidad de equipos instalados caso 2

Tecnología	Cantidad de equipos instalados
Eólicas nuevas	150 turbinas
Solares nuevas	1.000 paneles
Almacenamiento nuevos	25 baterías

El solver seleccionó las luminarias Atlantis Pro II Westinghouse (40W, 217,99 USD, 1.700 K) para los alumbrados públicos de clase P1 y P2, y las luminarias Atlantis Pro II Westinghouse (60W, 234,6 USD, 1.700 K) para los alumbrados públicos de clase P3, como se ilustra en la Figura 6.17. Las luminarias Atlantis fueron elegidas por sus potencias para umplir con los límites mínimos de iluminancia media y por tener temperaturas de color menores a 2.200 K. En consecuencia, el modelo priorizó luminarias que cumplen con los límites de iluminancia media y el límite de temperatura de color.

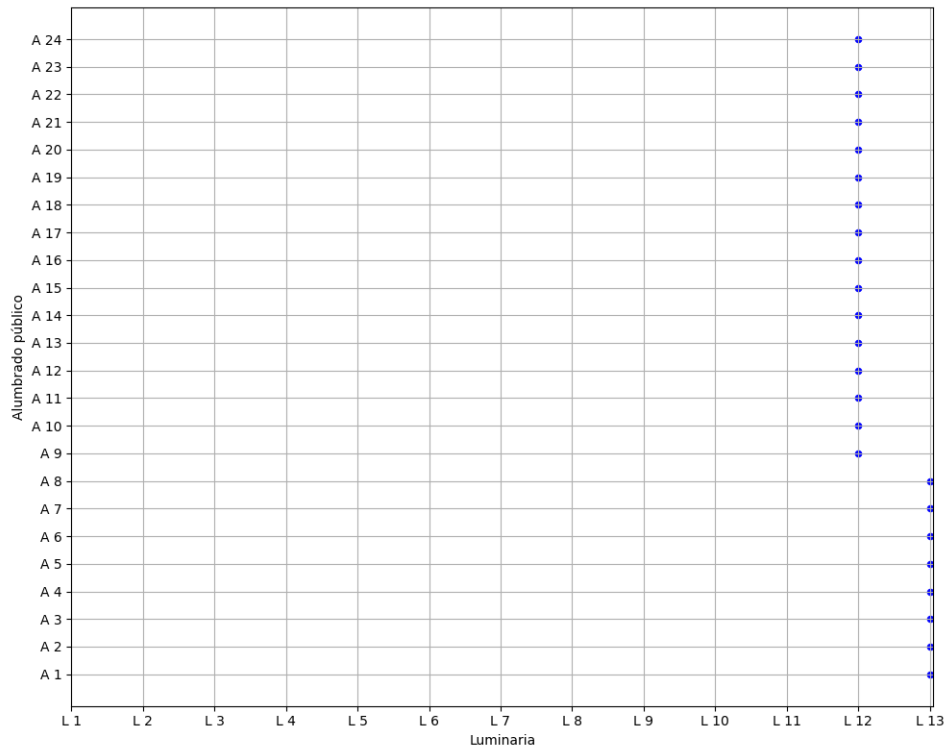


Figura 6.17: Asignación de luminarias

Esto incrementó la demanda total en 780,48 kW, repercutando en el funcionamiento del generador diésel en las horas nocturnas. Esto se complementa con la Figura 6.18, que muestra que los valores calculados de iluminancia media si cumplen con los límites mínimos y máximos para todos los tipos de calles. Además, la temperatura de color de las luminarias seleccionadas si satisface la restricción de temperatura de color ($<2.200\text{ K}$).

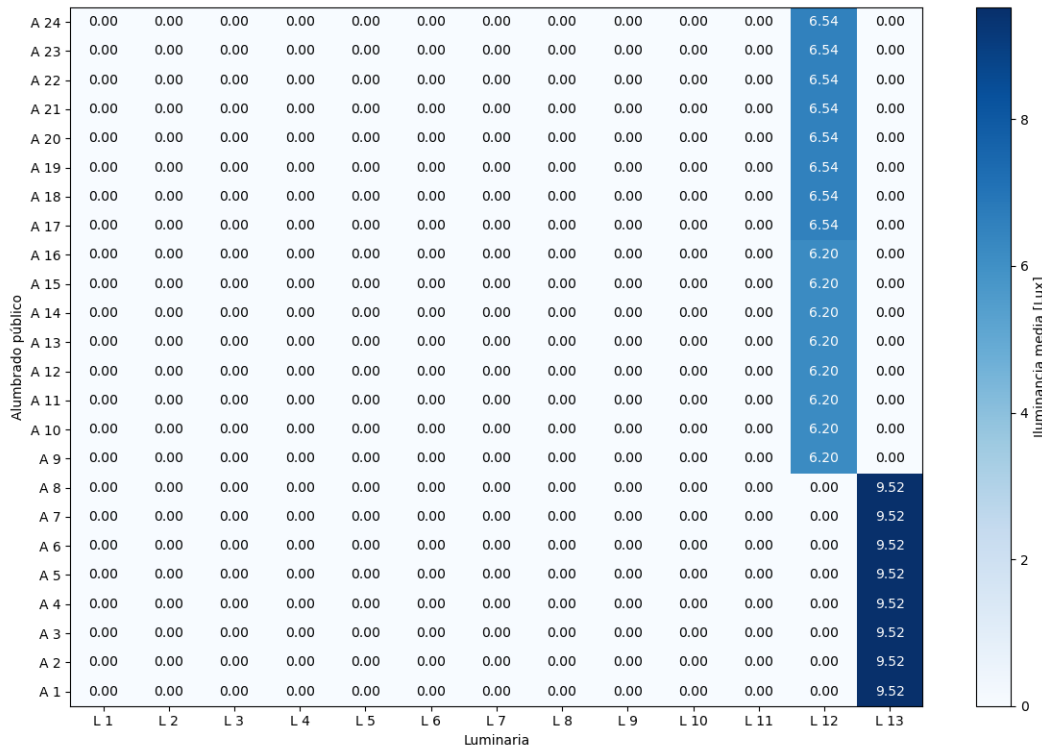


Figura 6.18: Iluminancia media por alumbrado público

En la Tabla 6.9 se presenta un resumen del cumplimiento de los requisitos normativos de contaminación lumínica para cada tipo de calle.

Tabla 6.9: Tabla resumen de iluminancia media para cada tipo de calle

Clase	Iluminancia media obtenida [Lux]	Iluminancia media máxima [Lux]	Iluminancia media mínima [Lux]	Temperatura [K]	Cumplimiento
P1	9,52	18	7,5	1.700	Si
P2	6,2	12	3	1.700	Si
P3	6,54	9	1,5	1.700	Si

Este caso de operación demostró que el sistema logra abastecer el aumento de demanda asignado a la iluminación, con un incremento total de 780,48 kW cubierto mediante la selección de luminarias detalladas en la Figura 6.17. Según la Tabla 6.7, esta solución requirió una inversión de 3.535.830,83 USD, superior a la del caso anterior, debido a la elección de luminarias que cumplen con la restricción mínima de iluminancia media, las cuales presentan costos unitarios más elevados. Además, al igual que en el caso anterior, se observó un aumento en el costo de operación debido a un mayor uso del generador diésel. Esto fue impulsado por la necesidad de utilizar luminarias con mayor flujo lumínico, lo que implica un mayor requerimiento de potencia eléctrica para cumplir con los niveles mínimos de iluminancia exigidos por la normativa.

6.5. Análisis general de los casos estudiados

El análisis comparativo de los tres casos, base (sin restricciones lumínicas), caso 1 (con restricciones de iluminancia media) y caso 2 (con restricciones de iluminancia media y temperatura de color) revela un equilibrio entre aspectos técnicos, económicos y ambientales que influyen en el diseño y operación de la microrred aislada. Las Tablas 6.10, 6.11, 6.12, 6.13, 6.14 y 6.15 resumen los datos clave, incluyendo costos, inversiones, operación aumento de demanda, luminarias seleccionadas y cumplimiento normativo. La incorporación de restricciones lumínicas incrementa la inversión en luminarias de mayor flujo lumínico y temperaturas de color adecuadas, elevando la demanda nocturna y la dependencia de generadores diésel. El modelo opta por no expandir el almacenamiento debido a su alto costo, priorizando la operación diésel sobre una mayor capacidad de baterías. Asimismo, se evidencia una maximización de la generación renovable durante las horas diurnas, lo que permite prescindir del uso de generación diésel en los períodos de mayor producción renovable.

Tabla 6.10: Costos totales por caso

Caso	Costo Total anual [USD]	Costo de inversión [USD]	Costo de operación [USD]	Diferencia porcentual [%]
Base	14.896.629,09	6.856.649,64	8.039.979,45	100
1	16.534.434,08	7.071.023,73	9.463.410,36	111
2	17.198.684,85	7.181.830,83	10.016.854,02	115

Tabla 6.11: Inversión por caso

Caso	Eólicas [USD]	Solares [USD]	Almacenamiento [USD]	Luminarias [USD]
Base	810.000	336.000	2.500.000	3.210.649,64
1	810.000	336.000	2.500.000	3.425.023,73
2	810.000	336.000	2.500.000	3.535.830,83

Tabla 6.12: Operación y vertimiento por caso

Caso	Operación diésel [USD]	Vertimiento [USD]	ENS [USD]
Base	7.953225,04	86.754,41	0
1	9.378.745,57	84.664,79	0
2	9.932.976,17	83.877,85	0

Tabla 6.13: Aumento de demanda por caso

Caso	Incremento de demanda [kW]
Base	474,48
1	727,44
2	780,48

Tabla 6.14: Luminarias seleccionadas por caso

Caso	Nombre	Potencia [W]	Costo [USD]	Temperatura [K]
Base	Luminaria Alumbrado Público NANO STREET VEL0181	30	202,7	3.000
1	Luminaria Alumbrado Público ATLANTIS PRO II 40W WESTINGHOUSE	40	217,7	1.700
	Luminaria Alumbrado Público ATLANTIS PRO II 60W WESTINGHOUSE	60	234,3	1.700
	Luminaria Alumbrado Público NANO STREET VEL0181	30	202,7	3.000
2	Luminaria Alumbrado Público ATLANTIS PRO II 40W WESTINGHOUSE	40	217,7	1.700
	Luminaria Alumbrado Público ATLANTIS PRO II 60W WESTINGHOUSE	60	234,3	1.700

Tabla 6.15: Cumplimiento normativo por caso

Caso	Clase P1	Clase P2	Clase P3	Temperatura [K]
Base	No	No	No	3.000
1	Sí	Sí	No	1.700-3.000
2	Sí	Sí	Sí	1.700

Las gráficas de operación de todos los casos ilustran el comportamiento del sistema a lo largo del año. La demanda presenta picos nocturnos, que se cubren principalmente con generadores diésel, especialmente en horas de baja generación renovable. La generación eólica y solar fluctúa, con aportes significativos durante el día, mientras que la solar y eólica nuevas contribuyen de manera constante. Las baterías se activan para mitigar déficits nocturnos, cargándose durante el día en las horas donde hay vertimiento por parte de las plantas renovables y descargándose entre las horas nocturnas de cada estación del año. El vertimiento ocurre en horas de exceso renovable, y los ENS permanecen nulos, indicando un suministro estable. Este comportamiento justifica la operación, ya que el solver optimiza costos al usar diésel para picos nocturnos y baterías para transiciones, evitando inversiones adicionales en almacenamiento, como se detalla en la Tabla 6.11.

En aspectos técnicos el caso base, con luminarias de bajo costo según Tabla 6.11, no cumple normativas, mostrando deficiencias en iluminancia y temperatura como se detalla en la Tabla 6.15. Los casos 1 y 2 mejoran la distribución lumínica con luminarias más potentes, pero la demanda crece como se detalla en la Tabla 6.13, superando la capa-

idad renovable durante las hora nocturnas. Las gráficas confirman que los generadores diésel compensan estos picos, mientras las baterías gestionan transiciones, reflejando una operación técnica efectiva pero dependiente de combustibles fósiles.

Por otro lado, en aspectos económicos el caso base minimiza costos, pero su incumplimiento lo invalida. El caso 1 y el caso 2 incrementan la inversión en luminarias y operación diésel como se aprecia en la Tabla 6.10, reflejando un costo mayor por cumplimiento normativo. La decisión de limitar almacenamiento optimiza gastos a corto plazo, aunque sacrifica eficiencia a largo plazo.

Capítulo 7

Conclusiones y trabajo futuro

El presente trabajo logró desarrollar un modelo matemático de planificación para una microrred aislada, implementado sobre el sistema IEEE 37 Node Test Feeder y adaptado específicamente a las condiciones de la región de Antofagasta. El propósito principal de representar una microrred aislada e integrar restricciones de contaminación lumínica asociadas al alumbrado público.

Los resultados derivados del análisis de los tres casos: el caso base sin restricciones lumínicas, el caso 1 con limitaciones de iluminancia media, y el caso 2 que incorpora tanto restricciones de iluminancia media como de temperatura de color, revelan un incremento en los costos totales anuales, pasando de 14.896.629,09 USD en el caso base a 17.198.684,85 USD en el caso 2, atribuible principalmente a la inversión en luminarias de mayor eficiencia lumínica y al mayor uso de generadores diésel para atender una demanda nocturna incrementada de 780,48 kW en el caso 2, reflejando la necesidad de ajustes operativos para cumplir con las normativas. A pesar de este aumento económico, el caso 2 demostró un cumplimiento completo de los estándares regulatorios, incluyendo las clases de calles P1, P2 y P3, así como una temperatura de color inferior a 2.200 K, lo que permitió reducir significativamente el impacto ambiental de la contaminación lumínica y mejorar la calidad lumínica en espacios urbanos. Desde el punto de vista ambiental, el caso base no cumple con las normativas establecidas, generando un impacto significativo en la contaminación lumínica debido a su incumplimiento en iluminancia y temperatura de color, tal como se detalla en la Tabla 6.15. En contraste, los casos 1 y 2 mejoran la calidad lumínica al incorporar restricciones, pero es en el caso 2 donde se logra una solución viable y óptima, cumpliendo plenamente con las normativas y reduciendo el impacto del sistema en la contaminación lumínica, lo que lo posiciona como la alternativa más sostenible.

La optimización empleando el solver Python-Gurobi confirmó la robustez técnica del modelo, resaltando la necesidad de un equilibrio estratégico entre generación renovable, sistemas de almacenamiento y operación diésel para asegurar un suministro eléctrico estable y sostenible. Este estudio integro la gestión de la contaminación lumínica en la optimización energética de microrredes, abordando un aspecto poco explorado en contextos de zonas aisladas con desafíos ambientales y operativos. Como primer acercamiento, los resultados de este estudio sugieren que las luminarias que cumplen con la normativa lumínica implican costos más elevados.

En cuanto a los trabajos futuros, se propone desarrollar un modelo más preciso para

el cálculo de iluminancia media, dado que el método de nueve puntos desarrollado en Python exhibe un error relativo máximo del 20% en comparación con los resultados del software especializado Dialux EVO, sugiriendo la adopción de enfoques avanzados como simulaciones Monte Carlo o redes neuronales para refinar las estimaciones al incorporar variables como la reflectancia del pavimento, la dispersión atmosférica y las condiciones climáticas locales, alineándose con las directrices técnicas de diseño lumínico establecidas en la literatura especializada. Asimismo, se recomienda abordar el desbalanceo trifásico en los sistemas de distribución, ya que el modelo actual simplifica el análisis al basarse en un sistema monofásico equivalente de la fase A, ignorando las asimetrías presentes en el IEEE 37 Node Test Feeder, lo que podría resolverse mediante la implementación de un modelo trifásico para evaluar su influencia en la estabilidad y eficiencia del sistema. Finalmente, se propone aplicar la metodología desarrollada en un caso de estudio con datos reales, ya sea de una ciudad o de una microrred existente, para validar la robustez del modelo en un entorno práctico y evaluar su escalabilidad y adaptabilidad a condiciones operativas reales.

Apéndice A

Consideraciones del método de nueve puntos

El método de nueve puntos descrito en el capítulo 3, al tratarse de una implementación aproximada, fue desarrollado considerando los siguientes aspectos fundamentales para garantizar la precisión y fiabilidad de los resultados:

- Dado que no existe un lenguaje de programación que permita una integración directa entre Python y el software Dialux EVO, se optó por implementar el método en Python. Para validar los resultados, se compararon con los obtenidos mediante simulaciones en Dialux EVO, asegurando así la coherencia y precisión de los cálculos.
- Al evaluar una sección representativa de la calle, los valores de iluminancia calculados en los nueve puntos seleccionados especialmente en los ubicados en los extremos tienen una influencia considerable en el promedio final, lo que puede generar desviaciones respecto a los valores reales si no se consideran adecuadamente.
- Con el propósito de reducir discrepancias y garantizar la robustez del método, se seleccionaron únicamente aquellas luminarias que, al ser evaluadas en los tipos de calle definidos, presentaron un error porcentual inferior al 20 % en comparación con los resultados entregados por el software Dialux EVO.

En la Tabla A.1 se presentan los errores relativos obtenidos para las luminarias seleccionadas considerando una calle de clase P1, lo que permite evaluar la precisión del método en función de las configuraciones analizadas.

Tabla A.1: Error Relativo de la iluminancia media

Nombre	Iluminancia media método nueve puntos [Lux]	Iluminancia media Di-lux EVO [Lux]	Error relativo [%]
Luminaria alumbrado público LED 60W VTEC Evolution	9,48	8,76	8,2
Luminaria alumbrado público LED 100W VTEC Evolution	16,15	15,35	5,2
Luminaria alumbrado público ATLANTIS PRO II 75W WESTINGHOUSE	12,17	10,56	15,2
Luminaria alumbrado público ATLANTIS PRO II 180W WESTINGHOUSE	22,75	18,46	23,2
Luminaria alumbrado público NANO STREET VEL0181	1,73	2,01	13,8
Luminaria alumbrado público LEDVANCE SKY 120W	11,62	9,91	17,2
Luminaria alumbrado público NANO EASY LED VEL0291	1,66	2,05	19,0
Luminaria alumbrado público NANO EASY LED VEL0293	2,65	3,24	18,3
Luminaria alumbrado público LED SKY G3 150W	18,03	15,36	17,4
Luminaria alumbrado público LED SKY G3 90W	11,01	9,18	19,9
Luminaria alumbrado público ATLANTIS PRO II 100W WESTINGHOUSE	14,76	13,66	8,0
Luminaria alumbrado público ATLANTIS PRO II 40W WESTINGHOUSE	6,36	5,6	13,6
Luminaria alumbrado público ATLANTIS PRO II 60W WESTINGHOUSE	9,53	8,42	13,1

Bibliografía

- [1] R. Morales, L. G. Marín, T. Roje, V. Caquilpan, D. Sáez, and A. Nuñez, “Micro-grid planning based on computational intelligence methods for rural communities: A case study in the José Painecura Mapuche community, Chile,” *Expert Systems with Applications*, vol. 235, p. 121179, 2024.
- [2] D. C. Frering, J. D. Bullough, K. Chiang, and L. Boodlal, “Web-based training for FHWA roadway lighting workshop, module 3: Street and roadway lighting design,” U.S. Department of Transportation, Federal Highway Administration, May 2018.
- [3] Ministerio del Medio Ambiente, “Nueva norma lumínica (d.s. n°1/2022 MMA).” [Online]. Available: <https://luminica.mma.gob.cl/norma-luminica/>
- [4] B. Makaa, “Lighting lux level assessment guide for outdoor spaces,” 2023. [Online]. Available: [https://www.eeekenya.com/lighting-lux-level-assessment-guide-for-outdoor-spaces/#:~:text=The%20Lux%20Level%20of%20Street,edge%20\(B1%2C%20B3\).](https://www.eeekenya.com/lighting-lux-level-assessment-guide-for-outdoor-spaces/#:~:text=The%20Lux%20Level%20of%20Street,edge%20(B1%2C%20B3).)
- [5] IEEE Power Engineering Society, Distribution System Analysis Subcommittee, “IEEE 13 Node Test Feeder,” IEEE Power Engineering Society, Power System Analysis, Computing and Economics Committee, 2004, technical data and configurations for IEEE 13 Node Test Feeder.
- [6] Enertik. (2025) Panel solar enertik monocristalino 210 w. [Online]. Available: <https://enertik.com/cl/tienda/fotovoltaica/paneles-solares/panel-solar-enertik-monocristalino-210w/>
- [7] Lucas Bauer & Silvio Matysik. (2025) Aeolos aeolos-h 3 kw. [Online]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1860-aeolos-aeolos-h-3kw>
- [8] Dyness Chile, “Sistema de almacenamiento de energía Bess 200 kWh dh200f-s000l01 dyness,” <https://www.naturaenergy.cl/product/sistema-de-almacenamiento-de-energia-bess-200kwh-dh200f-s000l01-dyness>, 2025.
- [9] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition),” International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>
- [10] Ministerio de Energía, “Energía 2050 política energética de Chile,” Santiago, Chile, 2017. [Online]. Available: <http://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/611>

- [11] Ministerio de Energía, “Actualización 2022 política energética nacional,” Santiago, Chile, 2022. [Online]. Available: <http://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/3857>
- [12] Deloitte, “El futuro de la energía: Avanzando a la descentralización,” Santiago, Chile, 2023.
- [13] W. Ajaz and D. Bernell, “Microgrids and the transition toward decentralized energy systems in the united states: A multi-level perspective,” *Energy Policy*, vol. 149, 2021.
- [14] M. Uddin, H. Mo, D. Dong, S. Elsayah, J. Zhu, and J. M. Guerrero, “Microgrids: A review, outstanding issues and future trends,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 49, p. 101127, 2023.
- [15] S. Shahzad, M. A. Abbasi, H. Ali, M. Iqbal, R. Munir, and H. Kilic, “Possibilities, challenges, and future opportunities of microgrids: A review,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 15, 2023.
- [16] K. Yon, M. C. Alvarez-Herault, B. Raison, K. Khon, V. Vai, and L. Bun, “Microgrids planning for rural electrification,” *2021 IEEE Madrid PowerTech, PowerTech 2021 - Conference Proceedings*, 2021.
- [17] M. Sandelic, S. Peyghami, A. Sangwongwanich, and F. Blaabjerg, “Reliability aspects in microgrid design and planning: Status and power electronics-induced challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, 2022.
- [18] S. Mohanty, A. Bhanja, S. P. Gautam, D. Chittathuru, S. K. Dash, M. Mangaraj, R. Chinthaginjala, and A. M. Alamri, “Review of a comprehensive analysis of planning, functionality, control, and protection for direct current microgrids,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 15, 2023.
- [19] S. M. R. H. Shawon, X. Liang, and M. Janbakhsh, “Microgrid planning in distribution networks considering optimal placement of distributed generation units,” *Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society)*, vol. 2022-October, 2022.
- [20] H. Li, C. Yao, J. Wang, L. Zhu, and S. Yang, “Events identification based load modeling for residential microgrid,” *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 3430–3435, 2015.
- [21] A. Varela, “El 85% de la población mundial vive bajo contaminación lumínica,” 4 2024. [Online]. Available: https://www.larazon.es/medio-ambiente/85-poblacion-mundial-vive-contaminacionlumunica_20240419662257298e66020001706340.html#:~:text=Un%2023%25%20de%20la%20superficie,y%20no%20tiene%20cielo%20oscuro.
- [22] Gobierno de Chile, “¿qué es la contaminación lumínica?” [Online]. Available: <https://luminica.mma.gob.cl/que-es-la-contaminacion-luminica/>
- [23] Gobierno de Chile, “Contaminación lumínica en Chile y el mundo.” [Online]. Available: <https://luminica.mma.gob.cl/contaminacion-luminica-en-chile-y-el-mundo/>

- [24] Las Campanas Observatory, “La protección de los cielos oscuros,” 7 2023. [Online]. Available: <https://www.lco.cl/es/la-proteccion-de-los-cielos-oscuros/>
- [25] Ministerio del Medio Ambiente, “Decreto 43: Establece norma de emisión para la regulación de la contaminación lumínica, elaborada a partir de la revisión del decreto n°686, de 1998, del ministerio de economía, fomento y reconstrucción,” 2013. [Online]. Available: <https://bcn.cl/2k6m7>
- [26] Ministerio del Medio Ambiente, “Decreto 1: Establece norma de emisión de luminosidad artificial generada por alumbrados de exteriores, elaborada a partir de la revisión del decreto supremo n° 43, de 2012, del ministerio del medio ambiente,” 2023. [Online]. Available: <https://bcn.cl/3gez>
- [27] C. Montes, “Cómo uno de los centros astronómicos más grandes del mundo está siendo destruido por contaminación lumínica,” 3 2024. [Online]. Available: <https://www.latercera.com/>
- [28] M. Abbasi, E. Abbasi, L. Li, R. P. Aguilera, D. Lu, and F. Wang, “Review on the microgrid concept, structures, components, communication systems, and control methods,” *Energies*, vol. 16, 2023.
- [29] M. S. Mahmoud, S. A. Hussain, and M. A. Abido, “Modeling and control of microgrid: An overview,” *Journal of the Franklin Institute*, vol. 351, pp. 2822–2859, 2014.
- [30] R. H. Lasseter and P. Paigi, “The certs microgrid concept,” *White Paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, U.S. Department of Energy*, <https://certs.lbl.gov/initiatives/certs-microgrid-concept.html>.
- [31] U.S. Department of Energy, “The u.s. department of energy’s microgrid initiative,” 2016. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/06/f32/The%20US%20Department%20of%20Energy%27s%20Microgrid%20Initiative.pdf>
- [32] R. Lasseter, “Microgrids,” in *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society*, New York, Jan 2002, pp. 305–308.
- [33] International Energy Agency, “Access to electricity – sdg7: Data and projections,” 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-electricity>
- [34] CIGRÉ Task Force C6.04.02, “Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources,” 2014. [Online]. Available: https://web.nit.ac.ir/~shahabi.m/M.Sc%20and%20PhD%20materials/DGs%20and%20MicroGrids%20Course/2014-Cigre_575_Benchmark%20Systems%20for%20Network%20Integration%20of%20Renewable%20and%20Distributed%20Energy%20Resources.pdf
- [35] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuña, and M. Castilla, “Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011.

- [36] H. Kanchev, F. Colas, V. Lazarov, and B. Francois, “Emission reduction and economical optimization of an urban microgrid operation including dispatched pv-based active generators,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1397–1405, 2014.
- [37] Ministerio de Energía, “Alumbrado público.” [Online]. Available: <https://energia.gob.cl/alumbrado-publico>
- [38] Fundación Cielos de Chile, “La contaminación lumínica podría “apagar” los grandes observatorios de Chile.” [Online]. Available: <https://cieloschile.cl/la-contaminacion-luminica-podria-apagar-los-grandes-observatorios-de-chile/>
- [39] S. Bará and F. Falchi, “Artificial light at night: A global disruptor of the night-time environment,” *Philosophical Transactions of the Royal Society B: Biological Sciences*, vol. 378, 2023.
- [40] DarkSky International, “Artificial Light at Night: State of the Science 2024,” DarkSky International, Tech. Rep., 2024.
- [41] B. Harding, “Luz artificial por la noche: más no siempre es mejor,” 2025. [Online]. Available: <https://www.isglobal.org/healthisglobal/-/custom-blog-portlet/artificial-light-at-night-more-is-not-always-better>
- [42] DarkSky International, “Solutions to light pollution,” 2023. [Online]. Available: <https://darksky.org/resources/what-is-light-pollution/light-pollution-solutions/>
- [43] Iowa Statewide Urban Design and Specifications (SUDAS), *Chapter 11 - Street Lighting*, revised: 2020 edition ed., Iowa Statewide Urban Design and Specifications (SUDAS), Iowa, USA, 2020.
- [44] Ministerio del Medio Ambiente, “Decreto 51: Aprueba reglamento de alumbrado público de bienes nacionales de uso público destinados al tránsito peatonal,” 2015. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1085891>
- [45] Ministerio del Medio Ambiente, “Decreto 2: Declara áreas con valor científico y de investigación para la observación astronómica,” 2023. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1193763>
- [46] M. A. Ahmed, G. Abbas, T. A. Jumani, N. Rashid, A. A. Bhutto, and S. M. Eldin, “Techno-economic optimal planning of an industrial microgrid considering integrated energy resources,” *Frontiers in Energy Research*, vol. 11, 2023.
- [47] M. Saltos, A. Velásquez, M. Aguirre, A. Villamarín, R. Haro, and D. Ortiz, “Planificación Óptima de recursos energéticos distribuidos para mejorar la resiliencia de sistemas de distribución de energía eléctrica frente a desastres naturales: Caso en lahares volcánicos,” *Revista Técnica “energía”*, vol. 18, no. II, pp. 13–24, 2022.
- [48] Z. Belboul, B. Toual, A. Kouzou, L. Mokrani, A. Bensalem, R. Kennel, and M. Abdelrahem, “Multiobjective optimization of a hybrid pv/wind/battery/diesel generator system integrated in microgrid: A case study in djelfa, algeria,” *Energies*, vol. 15, 2022.
- [49] CerroWire LLC, “Ampacity charts wire gauge chart,” 2021. [Online]. Available: <https://www.cerrowire.com/products/resources/tables-calculators/ampacity-charts/>

- [50] Caterpillar Inc., “Diesel generator sets: Technical specifications,” Caterpillar Inc., Tech. Rep., 2023. [Online]. Available: https://www.cat.com/en_US/products/new/power-systems/electric-power.html
- [51] Empresa Nacional del Petróleo. (2025) Reporte integrado 2024 y otros servicios. ENAP. [Online]. Available: <https://www.enap.cl/>
- [52] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Cost and performance characteristics of u.s. generators,” 2021.
- [53] International Energy Agency, *World Energy Outlook 2022*. Paris: International Energy Agency, 2022.
- [54] Ministerio de Energía, “Explorador solar: Mediciones recurso solar,” <https://solar.minenergia.cl/mediciones>, 2025.
- [55] Ministerio de Energía de Chile and Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), “Índice de precios de sistemas fotovoltaicos en Chile - Resultados 2020,” Ministerio de Energía de Chile and Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Chile, Tech. Rep., Noviembre 2020.
- [56] OECD, *Mining Regions and Cities in the Region of Antofagasta, Chile: Towards a Regional Mining Strategy*, ser. OECD Rural Studies. Paris: OECD Publishing, 2023.
- [57] Ministerio de Energía, “Explorador eólico: Mediciones recurso eólico,” <https://eolico.minenergia.cl/mediciones>, 2025.
- [58] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Informe de costos de proyectos eólicos en Chile: Cabo leones i,” Comisión Nacional de Energía, Tech. Rep., 2017.
- [59] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Informe de costos de proyectos de almacenamiento: Andes solar i,” Comisión Nacional de Energía, Tech. Rep., 2022.
- [60] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Estadísticas de generación y vertimiento de energías renovables,” CNE, Santiago, Chile, Tech. Rep., 2024.
- [61] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Informe de operación y precios marginales del sistema eléctrico nacional,” CEN, Santiago, Chile, Tech. Rep., 2024.
- [62] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Informe técnico n°30: Costos de falla por categoría de cliente,” CNE, Santiago, Chile, Tech. Rep., 2023.
- [63] In-Data SpA, CDT, “Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018,” Ministerio de Energía, Chile, Tech. Rep., Diciembre 2019.
- [64] ByP Iluminación, “Iluminación técnica,” Sitio web, 2025. [Online]. Available: <https://www.byp.cl/productos/iluminacion-tecnica>
- [65] VCP EcoLighting, “Productos,” Sitio web, 2025. [Online]. Available: <https://vcpecolighting.com/productos/>
- [66] Vitel Energía, “Luminarias led viales y ornamentales,” Sitio web, 2025. [Online]. Available: <https://vitelenergia.com/es/iluminacion/alumbrado-publico-led/luminarias-led-viales-y-ornamentales.html>

-
- [67] L. Vilches, “Anexo 06 proyecto – especificaciones técnicas (mejoramiento de alumbrado público, osorno, chile),” <https://es.scribd.com/document/689655124/Anexo-06-Proyecto-Especificaciones-Tecnicas>, 2025.