



Instituto Tecnológico de Orizaba
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**“MODELADO DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ENERGÉTICO
NACIONAL (SEN) MEDIANTE SIMULACIÓN DINÁMICA PARA
PRONOSTICAR PATRONES DE CONSUMO ELÉCTRICO REGIONALES
BAJO ESCENARIOS DE INCERTIDUMBRE”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
Maestro en ingeniería Industrial

PRESENTA:

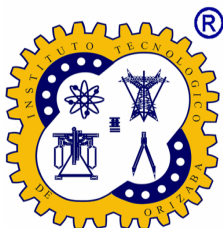
I. E. Jhorvany Zuriel Guerra Montalvo

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. CUAUHTÉMOC SÁNCHEZ RAMÍREZ

CO-DIRECTOR DE TESIS:

Dra. ROCÍO RAMOS HERNÁNDEZ



ORIZABA, VERACRUZ, MÉXICO

Marzo 2025



Educación
Secretaría de Educación Pública



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



Instituto Tecnológico de Orizaba
División de Estudios de Posgrado e Investigación

Orizaba, Veracruz, **25/febrero/2026**
Dependencia: **División de Estudios de
Posgrado e Investigación**
Asunto: **Autorización de Impresión**
OPCION: I

C. GUERRA MONTALVO JHORVANY ZURIEL
Candidato(a) a Grado de Maestro(a) en:
INGENIERÍA INDUSTRIAL
PRESENTE

De acuerdo con el reglamento de Titulación vigente de los Centros e Institutos Tecnológicos Federales del Tecnológico Nacional de México, de la Secretaría de Educación Pública, y habiendo cumplido con todas las indicaciones que la Comisión Revisora le hizo respecto a su Trabajo Profesional titulado:

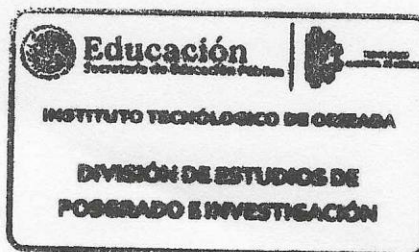
**"MODELADO DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL (SEN) MEDIANTE SIMULACIÓN
DINÁMICA PARA PRONOSTICAR PATRONES DE CONSUMO ELÉCTRICO REGIONALES BAJO ESCENARIOS DE
INCERTIDUMBRE"**

Comunico a usted que este Departamento concede su autorización para que proceda a la impresión del mismo.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®
CIENCIA - TÉCNICA - CULTURA®

DR. OSCAR BAEZ SENTIES
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



OBS/JARH

OG-13-F06



2026
año de
**Margarita
Maza**





Instituto Tecnológico de Orizaba
División de Estudios de Posgrado e Investigación

Orizaba Veracruz, 17/diciembre/2025

Asunto: Revisión de trabajo escrito

C. OFELIA LANDETA ESCAMILLA
JEFA DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
P R E S E N T E.-

Los que suscriben, miembros del jurado, han realizado la revisión de la Tesis del (la) C.:

GUERRA MONTALVO JHORVANY ZURIEL

La cual lleva el título de:

MODELADO DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL (SEN) MEDIANTE
SIMULACIÓN DINÁMICA PARA PRONOSTICAR PATRONES DE CONSUMO ELÉCTRICO
REGIONALES BAJO ESCENARIOS DE INCERTIDUMBRE

y concluyen que se acepta.

A T E N T A M E N T E

Excelencia en Educación Tecnológica®

CIENCIA - TÉCNICA - CULTURA®

PRESIDENTE: DR. CUAUHTÉMOC SÁNCHEZ RAMÍREZ

FIRMA

SECRETARIO: DRA. ROCIO RAMOS HERNANDEZ

FIRMA

VOCAL: M.C. CONSTANTINO GERARDO MORAS SANCHEZ

FIRMA

VOCAL SUP.: M.C. JORGE ARTURO RAMIREZ HERNANDEZ

FIRMA

TA-09-F18



2025
Año de
La Mujer
Indígena

Av. Oriente 9 #852 Colonia Emiliano Zapata, C.P. 94320
Orizaba, Veracruz. Tel. 01 (272) 1105360
e-mail: info@orizaba.tecnm.mx www.orizaba.tecnm.mx



Dedicatorias

Dedico este trabajo a mi persona, pues a pesar de los desafíos y retos que la vida me ha presentado, mantuve la determinación necesaria para alcanzar esta meta. Lograr este objetivo no solo es un cierre de etapa, sino el motor que me motiva a seguir avanzando con firmeza hacia el cumplimiento de mis futuros proyectos.

A mi padre, Bonifacio Guerra, quien siempre ha estado presente en mi vida; gracias por todo su cariño, amor, enseñanzas y apoyo incondicional en cada una de mis etapas.

A mi madre, Catalina Montalvo, por sus enseñanzas, educación y amor incondicional. Gracias a ella soy la persona que soy hoy en día. A pesar de su reciente partida, su recuerdo permanece siempre en mí, motivándome a buscar una vida feliz y llena de logros.

A mi hermana, Yuriela Guerra, por estar presente en cada instante de mi vida y brindarme su apoyo incondicional en mis etapas más felices, tristes y difíciles. Le estoy eternamente agradecido; su ejemplo me motiva a ser mejor cada día para que siempre se sienta orgullosa de mí y para ser digno de llamarme su hermano.

A mi sobrina, Aylin, a quien amo incondicionalmente. Su presencia en mi vida es una fuente constante de inspiración que me impulsa a superarme cada día, con el firme propósito de ser para ella un ejemplo digno de seguir

Agradecimientos

En primer lugar, deseo expresar mi más profundo agradecimiento por todas las oportunidades que se me han brindado a lo largo de este camino. Asimismo, quiero agradecer sinceramente a cada una de las personas que, con su apoyo, guía y confianza, hicieron posible la realización de este trabajo:

Al Dr. Cuauhtémoc Sánchez Ramírez, quien no se limitó a cumplir sus actividades como mi director de tesis. Le agradezco profundamente por haberme brindado el proyecto a desarrollar, pero, sobre todo, por su apoyo incondicional, por darme consejos y guía para lograr esta investigación; su calidad humana fue fundamental para lograr la culminación de esta investigación.

A la Dra. Rocío Ramos Hernández, por su invaluable acompañamiento como codirectora de esta tesis. Más allá de su rigor académico, agradezco su empatía y la generosidad con la que compartió sus conocimientos. Sus consejos oportunos y su presencia constante fueron el soporte necesario para superar los momentos críticos de este proceso y llevar la investigación a buen puerto.

al cuerpo docente de la maestría, desde el curso propedéutico hasta el último semestre. Su compromiso con la enseñanza y la profundidad de sus cátedras fueron el cimiento sobre el cual construí esta investigación. Gracias a su exigencia y conocimiento, hoy culmino este proceso con una visión crítica y las competencias necesarias para afrontar nuevos retos en el sector profesional.

A mis compañeros de aula que ahora puedo llamar amigos, por transformar los días de estrés y preocupación en momentos más amenos. Gracias por el apoyo mutuo y la solidaridad que compartimos a lo largo de esta etapa; su compañía fue fundamental para hacer de este camino una experiencia inolvidable.

Resumen

El presente trabajo de investigación aborda la complejidad de la planeación energética en México mediante el desarrollo de un modelo de simulación basado en Dinámica de Sistemas. Ante la creciente incertidumbre en las proyecciones de demanda eléctrica, se diseñó una herramienta en el software STELLA que permite evaluar la suficiencia de la capacidad instalada en un horizonte de 15 años para las distintas regiones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). A diferencia de los métodos de pronóstico tradicionales, este enfoque integra variables socioeconómicas y climatológicas de manera interrelacionada. Los resultados revelan disparidades regionales críticas: mientras que algunas zonas muestran estabilidad, otras presentan riesgos de insuficiencia impulsados por el crecimiento poblacional y el dinamismo económico. El modelo validado demuestra ser una herramienta estratégica para la toma de decisiones, permitiendo realizar análisis de sensibilidad ante cambios en tarifas, temperatura, factores demográficos y económicos.

Palabras clave: Dinámica de Sistemas, STELLA, Demanda Eléctrica, Planeación Energética, Sistema Eléctrico Nacional.

Contenido

Introducción	1
Objetivos.....	2
Objetivo general.....	2
Objetivos particulares	2
Capítulo 1. Antecedentes.....	3
1.1 Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	3
1.1.1 Infraestructura eléctrica nacional	4
1.1.2 Capacidad instalada	7
1.1.3 División regional del SEN	9
1.1.4 Demanda de energía eléctrica en México	11
1.2 Generalidades del proyecto	15
1.2.1 Planteamiento del problema	15
1.2.2 Hipótesis.....	16
1.2.3 Justificación.....	17
1.2.4 Alcance.....	18
Capítulo 2. Marco teórico y conceptual.....	20
2.1 Pronósticos de demanda	20
2.1.1 Tipos de pronósticos	21
2.1.2 Selección de un método de pronósticos	22
2.1.3 Etapas del pronóstico	24
2.1.4 Medición del error de pronóstico	26
2.2 Métodos de pronósticos.....	28
2.2.1 Regresión Lineal Múltiple	28
2.2.2 Promedio Móvil.....	30
2.2.3 Series de tiempo.....	31
2.3 Prueba T para dos muestras.....	33
2.4 Simulación	34
2.4.1 Tipos de modelos de simulación.....	35
2.5 Dinámica de sistemas	36
2.5.1 Etapas requeridas para la simulación de sistemas mediante dinámica de sistemas.	36
2.5.2 Diagramas causales.....	37
2.5.3 Diagramas de Forrester	38
2.5.4 Software: Stella Architect	41
2.6 Diagramas de flujo	42

2.6.1 Símbolos Básicos de un Diagrama de Flujo	42
2.6.2 Elaboración de un diagrama de flujo	43
2.7 Estado del Arte	44
Capítulo 3. Metodología y desarrollo.....	49
3.1 Análisis de los factores de la demanda eléctrica en México	51
3.2 Desarrollo del diagrama causal	52
3.2.1 Variables exógenas	52
3.2.2 Variables endógenas	53
3.2.3 Diagrama causal	53
3.3 Diagrama de Forrester.....	55
3.3.1 Parámetros iniciales	55
3.3.2 Modelo de pronóstico del precio del Kilowatt-Hora (KW-H) en Pesos.....	56
3.3.3 Modelo de pronóstico de la demanda de energía eléctrica en Baja California	58
3.3.4 Desarrollo de modelos de pronóstico regionales de SEN	67
Capítulo 4. Resultados.....	74
4.1 validación de los modelos regionales de pronósticos de demanda eléctrica y prueba de valores extremos	74
4.1.1 Validación del modelo de simulación para Baja California (BC)	75
4.1.2 Validación del modelo de simulación para Baja California Sur (BCS)	77
4.1.3 Validación del modelo de simulación para la región Centro (CEN).	79
4.1.4 Validación del modelo de simulación para la región Noreste (NES).	81
4.1.5 Validación del modelo de simulación para la región Noroeste (NOR).	83
4.1.6 Validación del modelo de simulación para la región Nore (NTE).	85
4.1.7 Validación del modelo de simulación para la región Occidental (OCC).	87
4.1.8 Validación del modelo de simulación para la región Oriental (ORI).	89
4.1.9 Validación del modelo de simulación para la región Peninsular (PEN).....	91
4.2 Resultados y análisis de sensibilidad de los modelos de pronóstico de demanda eléctrica regionales ..	93
4.2.1 Resultados y análisis de sensibilidad para Baja California (BC)	94
4.2.2 Resultados y análisis de sensibilidad para Baja California Sur (BCS).....	108
4.2.3 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Centro (CEN)	122
4.2.4 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Noreste (NES)	136
4.2.5 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Noroeste (NOR)	150
4.2.6 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Norte (NTE)	164
4.2.7 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Occidental (OCC).....	179
4.2.8 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Oriental (ORI)	193
4.2.9 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Peninsular (PEN).....	207
Conclusiones.....	222

Anexo: Interfaz gráfica del modelo.....	226
Fuentes de información	228
Índice de figuras	232
Índice de tablas	251
Índice de ecuaciones	252

Introducción

La seguridad energética es uno de los pilares fundamentales para el desarrollo económico y social de cualquier nación. En México, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) enfrenta el reto constante de equilibrar la generación con una demanda a lo largo del territorio. Las proyecciones oficiales, aunque robustas, a menudo enfrentan limitaciones para capturar la naturaleza no lineal y el comportamiento sistémico de las variables que influyen en el consumo de electricidad.

Este proyecto surge de la necesidad de complementar los métodos de pronóstico convencionales con una metodología que permita visualizar la retroalimentación entre los componentes del sistema. A través de la Dinámica de Sistemas, se modeló el comportamiento de la demanda en las nueve regiones clave, considerando factores determinantes como el Producto Interno Bruto (PIB), el crecimiento poblacional, las variaciones en la temperatura y del precio del kilowatt-hora (kWh).

El presente documento se estructura en cuatro capítulos principales. En el primero, se establecen los antecedentes y la infraestructura actual del SEN; el segundo capítulo profundiza en el marco teórico de los métodos de pronóstico y la teoría de Dinámica de Sistemas; el tercero describe el desarrollo de los modelos de simulación; finalmente, el cuarto capítulo presenta el análisis de resultados obtenidos de la evaluación de escenarios de riesgo y así proporcionar una herramienta prospectiva que contribuya a una planeación energética más resiliente y adaptada a las realidades regionales de México.

Objetivos

Objetivo general

Desarrollar y validar un modelo de simulación dinámica para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica por regiones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), incorporando la sensibilidad de variables clave (temperatura, PIB, población y precio de la energía) con el propósito de identificar brechas entre la demanda proyectada y la capacidad instalada de generación, bajo diversos escenarios de incertidumbre.

Objetivos particulares

- Obtener información acerca de cómo está estructurado el Sistema Eléctrico Nacional y sus divisiones regionales para identificar las variables clave que determinen la demanda de energía nacional.
- Analizar estadísticamente las variables clave para identificar el comportamiento en la tendencia actual de la demanda.
- Diseñar un modelo de simulación mediante la metodología de Dinámica de Sistemas que represente el comportamiento del consumo de energía eléctrica del SEN por regiones, contemplando variables clave.
- Validar el modelo de simulación mediante pruebas estadísticas y valores extremos.
- Implementar el modelo de simulación para pronosticar la demanda de electricidad del país por regiones con el fin de identificar brechas entre la demanda proyectada y la capacidad instalada de generación que afectan al SEN y poder proponer estrategias.

Capítulo 1. Antecedentes

En este capítulo se presenta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN); sus características, su estructura regional, su estado actual y la problemática que inspiró la creación de un modelo de simulación con enfoque de Dinámica de Sistemas (DS).

De esta forma, se presentan los antecedentes del SEN, su división regional y sus factores más importantes de la demanda de energía eléctrica en México y se justifica la creación del modelo a partir de dichas características.

1.1 Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

De acuerdo con (CFE, 2021), los inicios de la generación de electricidad en México datan a finales del siglo XIX. En 1879 la primera planta de generación de electricidad fue instalada en León, Guanajuato la cual fue una termoeléctrica y tenía como principal objetivo suministrar energía a la fábrica textil “La Americana”, sin embargo, también iluminaba el parque Hidalgo. De manera casi inmediata la producción minera adoptó esta forma de generar electricidad, iniciando así de manera indirecta la iluminación pública y en menor proporción la residencial.

Porfirio Díaz durante su gobierno decide otorgar el carácter de servicio público al sector eléctrico, por lo que se colocaron las primeras lámparas “de arco” en la Plaza de la Constitución, en la alameda Central y de algunas calles de la Ciudad de México.

Para el año de 1973 México alcanzó la cifra de 18.3 millones de habitantes, de los cuales solamente 7 millones tenían acceso a la electricidad que recibían el servicio por una de tres

empresas privadas las cuales suministraban electricidad de manera deficiente, con interrupciones constantes y tarifas excesivas.

Con la intención de resolver esa situación que mermaba el desarrollo del país, el gobierno federal tomó la decisión de crear a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en 1937, que tendría como objetivo dirigir y organizar basado en principios económicos y técnicos, sin fines de lucro y obteniendo un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales para un sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica nacional.

A finales de 1960 la industria eléctrica fue nacionalizada, mandato del presidente Adolfo López Mateos, sin embargo, en 2013 se promulgó la reforma energética y para el año de 2016 se dividió a la CFE en 9 Empresas Subsidiarias y 4 Filiales que iniciaron las subastas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

El presidente Andrés Manuel López Obrador en 2021 impulsó un cambio en la reforma eléctrica para establecer un sistema sólido donde el 54% de la energía del país sería generada por la CFE y el otro 46% por empresas privadas, con la finalidad de tener tarifas más bajas y que se mantengan por debajo la inflación. Actualmente la CFE es reconocida como una empresa eléctrica de vanguardia.

1.1.1 Infraestructura eléctrica nacional

De acuerdo con (CENACE, 2024), el Sistema Eléctrico Nacional se conforma por los siguientes elementos:

- Centrales Eléctricas: Son instalaciones que producen energía eléctrica usando diversos recursos como combustibles fósiles, energías renovables (eólica, solar, hidráulica) o energía nuclear, para ser inyectada al SEN a través de la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución.

- Red Nacional de Transmisión (RNT): Sistema integrado por las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y a los Usuarios Finales que por las características de sus instalaciones lo requieran, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la SENER. Incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV.
- Redes Generales de Distribución (RGD): Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las Redes Eléctricas en media tensión, cuyo suministro eléctrico ocurre a niveles mayores a 1 kV y menores a 69 kV, así como las Redes Eléctricas en baja tensión en las cuales el Suministro Eléctrico es igual o menor a 1 KV.
- Usuarios del Servicio Básico (USB): Son aquellos que no participan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y adquieren la electricidad únicamente de los Suministradores de Servicios Básicos (SSB), de tal modo que no pueden negociar los precios con los generadores, el precio de la electricidad que pagan esta dado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- Usuarios de Mercado (UM): Son aquellos consumidores que tienen un alto nivel de demanda eléctrica y que pueden adquirir la energía eléctrica directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a parte pueden elegir a un proveedor o incluso comercializar su propia energía.

En resumen, las Centrales Eléctricas de distintas tecnologías, la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), se encarga de hacer llegar la electricidad que se produce en las centrales hacia los Usuarios del Servicio Básico (USB) y Usuarios de Mercado (UM), tal y como se muestra en el esquema de la Figura 1.1, donde se observa cómo se compone la infraestructura del SEN.

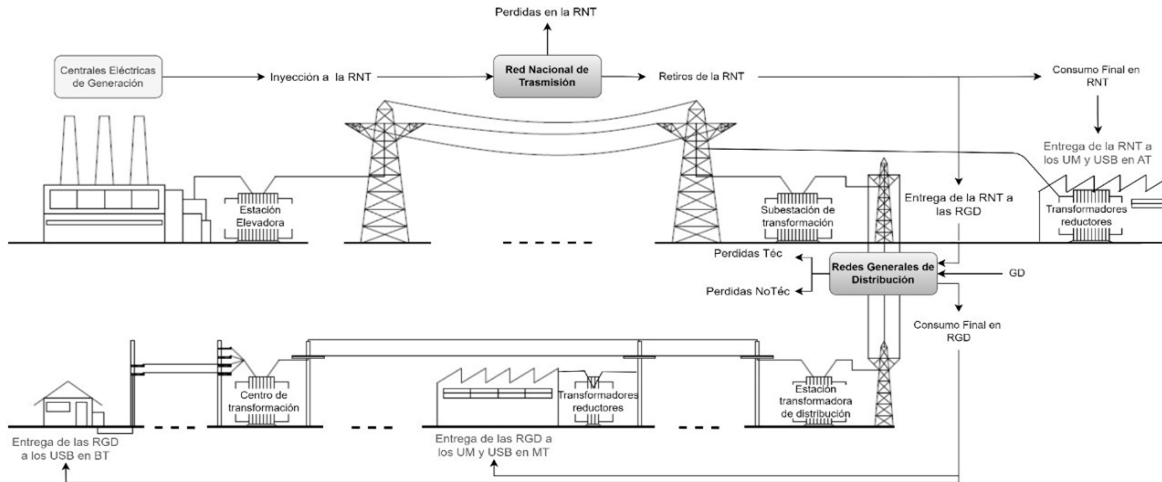


Figura 1.1 Infraestructura del SEN. Fuente: (CONACYT, 2023)

El crecimiento de la población incrementa la creación de nuevos asentamientos residenciales y en conjunto con las construcciones de nuevas fábricas en lugares donde no existe infraestructura para la distribución y suministro de la electricidad causan que la RNT esté en constante crecimiento. De acuerdo con (CENACE, 2024, p. 25), “Al 31 de diciembre de 2023, conforme a datos de CFE Transmisión, en la RNT se tienen 110,846 km de líneas de transmisión, 0.15% más que en 2022; el mayor crecimiento se dio en 115 kV con la adición de 141 km”.

En la Tabla 1. 1 se muestran los kilómetros de las líneas de transmisión por nivel de tensión de 2022 a 2023 y en la Figura 1.2 se muestra el porcentaje por nivel de tensión de las líneas de transmisión RNT.

Tabla 1. 1 Infraestructura de las líneas de transmisión por nivel de tensión 2022-2023 (Kilómetros). Fuente: (CENACE, 2024, p. 25)

Nivel de tensión	Longitud (KM) 2022	Longitud (KM) 2023	TCA 2022- 2023 (%)
Transmisión 161 A			
400 KV	56,389	56,409	0.04
400 KV	26,125	26,135	0.04
230 KV	29,743	29,743	0.00

161 KV	521	531	1.92
Transmisión 69 a 138	54,296	54,437	0.26
138 KV	1,620	1,620	0.00
115 KV	48,584	48,725	0.29
85 KV	1,757	1,757	0.00
69 KV	2,335	2,335	0.00
Total	110,685	110,846	0.15

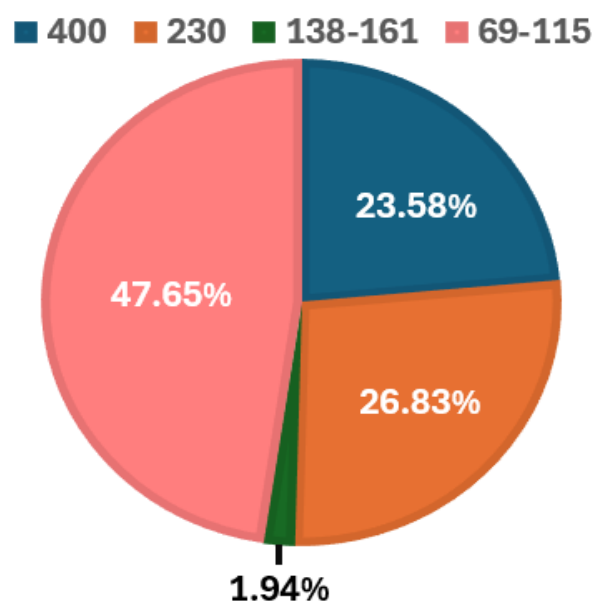


Figura 1.2 Infraestructura de líneas de transmisión de la RNT por nivel de tensión (Kilovolts). Fuente: (CENACE, 2024, p. 25)

1.1.2 Capacidad instalada

Se entiende como capacidad instalada a la máxima cantidad de energía eléctrica que se puede producir en condiciones ideales y sin considerar pérdidas. Para el año 2023 la capacidad instalada de en el SEN fue de 90,447 Mega Watts. En la Figura 1.3 se muestra cómo ha cambiado la capacidad instalada desde 2016 hasta 2023 y en la Tabla 1. 2 se muestra la

capacidad instalada por tecnología de la CFE y del resto de los permisarios en Mega Watts para el año de 2023.

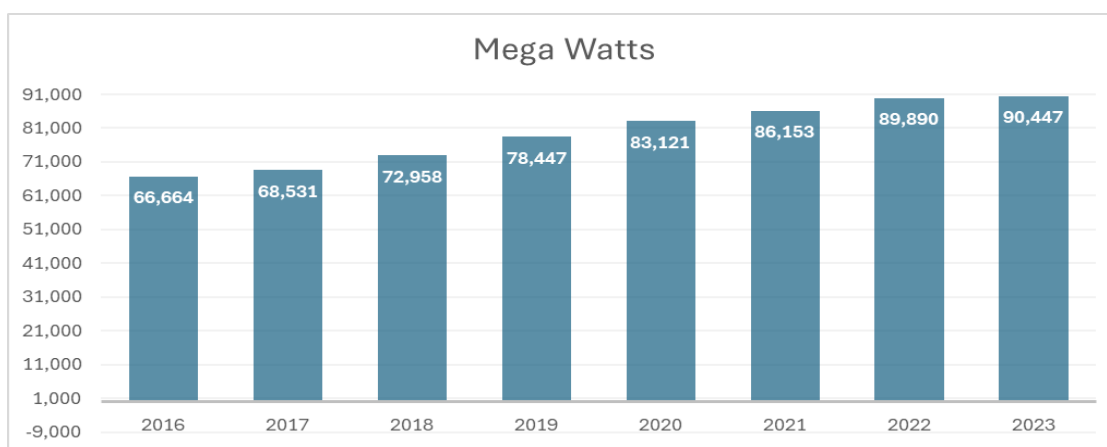


Figura 1.3 Evolución de la capacidad instalada en el SEN (2016-2023) en Mega Watts. Fuente: (SENER, 2023, p. 89)

Tabla 1. 2 Capacidad instalada por tecnología de la CFE y del resto de los permisarios en Mega Watts en el año 2023. Fuente: (CENACE, 2024, p. 31).

Tecnología	2020	2021	2022	2023
Hidroeléctrica	12,612	12,614	12,613	12,612
Geo termoeléctrica	951	976	976	976
Eolo eléctrica	6,504	6,977	6,921	7,055
Fotovoltaica	5,149	5,955	6,535	7,469
Bioenergía	378	378	408	407
Suma limpia renovable	25,594	26,899	27,453	28,519
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente	2,305	2,305	2,308	2,322
Suma limpia no renovable	3,913	3,913	3,916	3,930
Total capacidad de energía eléctrica limpia	29,506	30,812	31,369	32,449
Porcentaje	35.5	35.8	36.0	36.5
Ciclo combinado	31,948	33,640	34,413	35,178
Térmica convencional	11,809	11,793	11,343	11,300
Turbogás	3,545	3,744	3,815	3,888
Combustión interna	850	701	728	729
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463
Total	83,121	86,153	87,130	89,008

1.1.3 División regional del SEN

De acuerdo con (CENACE, 2024), el SEN está conformado por ocho Gerencias de Control Regionales, de las cuales la península de Baja California está compuesta por tres Sistemas Eléctricos que operan aislados entre sí.

Según la (CENACE, 2024, p. 24) *“La operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de nueve Centros de Control Regional ubicados en las Ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz y un pequeño centro de control en Santa Rosalía Baja California Sur, para el Sistema Interconectado Mulegé (SIM).*

El Centro Nacional en la Ciudad de México en conjunto con el Centro Nacional Alterno, ubicado en la Ciudad de Puebla coordinan el Control Operativo del SEN y el MEM.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está integrado por las siete regiones de control: Central (CEL), Oriental (ORI), Occidental (OCC), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN). En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto permite el intercambio de energía eléctrica para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto.

El Sistema Interconectado Baja California (SIBC), opera interconectado a la Red Eléctrica de la región Oeste de EE.UU. - Western Electricity Coordinating Council (siglas en inglés WECC)- por medio de dos Líneas de Transmisión conectadas a un nivel de tensión de 230 kV en corriente alterna.

Mientras que los Sistemas Interconectados Baja California Sur (SIBCS) y SIM están eléctricamente aislados entre sí, así como del SIN y SIBC”.

En la Figura 1.4 se muestra como está dividida por regiones el Sistema Eléctrico Nacional y en la Figura 1.5 se muestra la capacidad instalada del SEN en operación y en pruebas para cada región a fecha del 31 de diciembre del 2023.



Figura 1.4 Regiones de control del SEN. Fuente: (CENACE, 2024, p. 24).

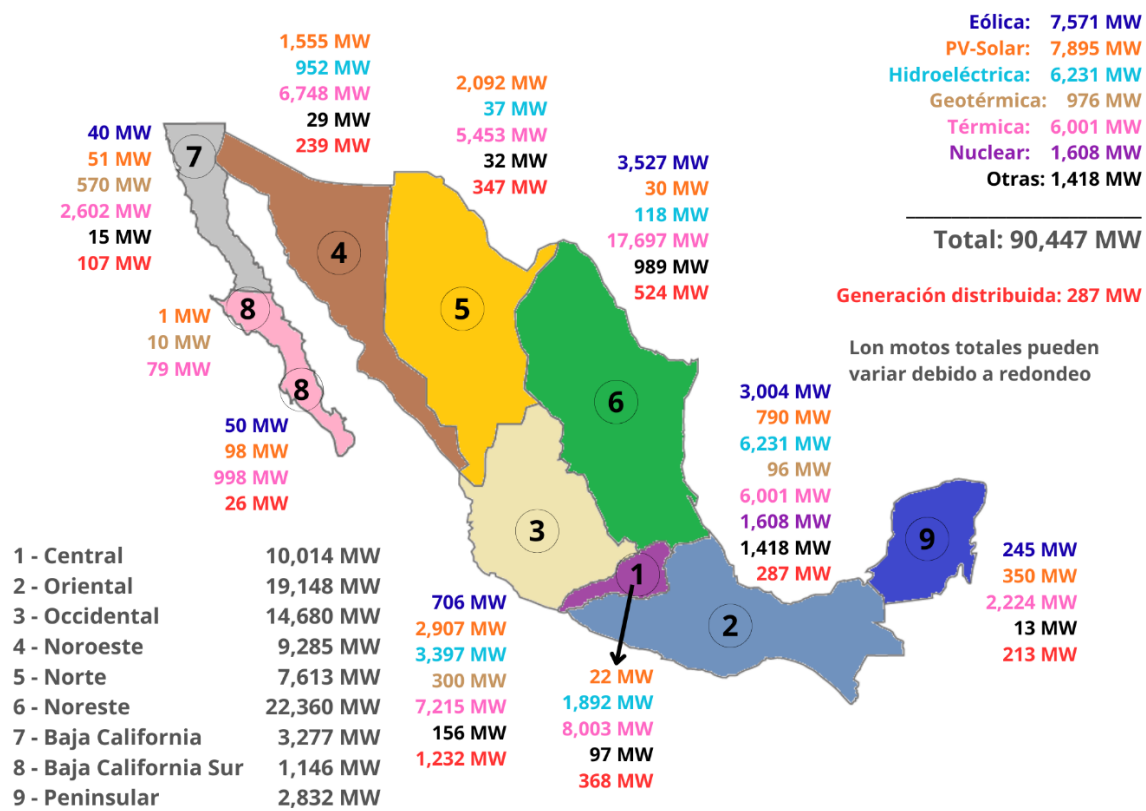


Figura 1.5 Capacidad instalada del SEN en operación y en pruebas para cada región (Mega Watts). Fuente: Autoría propia con datos de obtenidos de (CENACE, 2024).

1.1.4 Demanda de energía eléctrica en México

La Secretaría de Energía (SENER) es la encargada de dirigir la política energética en México. Anualmente es publicado un documento donde se detalla la planeación del SEN para los próximos 15 años, dicho documento lleva por nombre “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)”.

Según (SENER, 2023), la planeación del desarrollo del SEN depende del análisis del consumo y la demanda de la energía eléctrica para el mediano y largo plazo, incluyendo las estimaciones de demanda máxima integrada (bruta y neta) y consumo de energía eléctrica. Todo lo anterior permite planear de manera óptima el desarrollo y la expansión de capacidad de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

De acuerdo con (SENER, 2023, p. 37) *“el crecimiento de la demanda eléctrica del país está sujeta a diferentes factores entre los determinantes se encuentran:*

- *Crecimiento económico: Consiste en la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB). Si el crecimiento de la economía de una localidad o región aumenta, en consecuencia, también lo hace el consumo y la demanda de electricidad. Cuando la población tiene una mejora en su ingreso económico, las ventas de servicios y productos aparatos electrodomésticos como: televisores, refrigeradores y aires acondicionados se dinamizan.*
- *Crecimiento poblacional: Consiste en la tasa de crecimiento del número de habitantes dentro de un territorio. El crecimiento poblacional se encuentra estrechamente relacionado con la edificación de vivienda, servicios públicos, desarrollos comerciales, desarrollo industrial y en consecuencia más consumo de electricidad.*
- *Estacionalidad: Los factores climáticos, temperaturas extremas, nevadas, lluvias, tienden a elevar la demanda de un Sistema Eléctrico de Potencia y con ella el consumo de energía eléctrica. En algunas situaciones, los factores climáticos huracanes, fenómeno de El Niño, La Niña, sensación térmica, entre otros, ocasionan variaciones significativas en la demanda y consumo de energía eléctrica.*
- *Precio de combustibles: El costo de estos repercute en las ofertas del mercado de energía eléctrica, éste a su vez en el precio de las tarifas eléctricas y, por consiguiente, en el consumo de energía eléctrica y en la demanda integrada.*

- *Precio de la energía eléctrica:* El importe de las tarifas en cada uno de los sectores de consumo influye de forma importante en la cantidad y ritmo de crecimiento del consumo eléctrico, así como, en la demanda máxima integrada tarifas horarias.
- *Pérdidas de energía eléctrica:* En un sistema eléctrico, las pérdidas técnicas ocurren por el efecto Joule (I^2R), con el calentamiento de los conductores eléctricos, equipos de transformación y de medición; se acentúa más cuando la infraestructura eléctrica no está modernizada. También, están presentes las pérdidas no técnicas, asociadas en mayor medida a usos ilícitos, y en menor medida a fallas en la medición y errores de facturación, las cuales impactan en decremento o aumento del consumo de la energía eléctrica.
- *Eficiencia energética:* Un atenuador, en el crecimiento del consumo de energía eléctrica, son las medidas de mejora de eficiencia energética entre los usuarios finales mayormente uso eficiente de la energía eléctrica y ahorro de energía, teniendo también influencia en el crecimiento menos acelerado de la demanda máxima integrada.
- *Generación Distribuida:* El uso de tecnologías de generación eléctrica en pequeña escala (menor a 500 kW) instalados en una casa habitación, comercio, edificio, pequeña o mediana industria y sector agropecuario pueden impactar el consumo de la energía eléctrica y el perfil de la demanda integrada de un sistema eléctrico local.
- *Electromovilidad:* La movilidad eléctrica a través de vehículos particulares y transporte público mercancías, personas, local y foráneo, presenta una alternativa tangible para mejorar la movilidad y la reducción de emisiones contaminantes al medio ambiente. En un sistema eléctrico aumenta el consumo de energía eléctrica y demanda integrada por la carga del sistema de almacenamiento de energía de los vehículos eléctricos.
- *Estructura de consumo final eléctrico:* Se divide en Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso y Autoabastecimiento Remoto, estos, a su vez, se desagregan en seis sectores por el uso final de la energía eléctrica que son: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria, con diferente participación en el consumo eléctrico nacional. El aumento en cualquier sector implica un dinamismo diferenciado en el crecimiento del consumo ”.

En el Tabla 1. 3 se muestra el consumo neto de energía eléctrica del país desde el año 2021 al 2023. En la Figura 1.6 se puede observar la estacionalidad del consumo neto del SEN, destacando que en los meses de verano representa el 55.4% del consumo, mientras que en los meses de invierno fue el 44.6%.

Tabla 1. 3 Consumo neto de energía eléctrica del país (2021-2023). Fuente: (SENER, 2023, p. 38)

	2021		2022		2023	
	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
SISTEMA						
Eléctrico Nacional (SEN)	322,552	3.5	333,662	3.4	345,439	3.5
Interconectado Nacional (SIN)	304,034	3.4	314,317	3.4	326,027	3.7
Baja California (SIBC)	15,541	5.8	16,233	4.5	15,999	-1.4
Baja California Sur (SIBCS)	2,826	8.4	2,946	4.9	3,257	9.9
Mulegé (SIMUL)	150	1.9	148	-1.4	157	5.7
Gerencia de Control Regional (GCR)						
Central (CEN)	56,862	1.1	58,099	2.2	58,623	0.9
Oriental (ORI)	52,083	4.5	53,321	2.4	55,374	3.9
Occidental (OCC)	69,893	3.0	72,679	4.0	75,542	3.9
Noroeste (NOR)	25,548	0.5	25,735	0.7	27,610	7.3
Norte (NTE)	28,948	1.3	29,735	2.7	31,179	4.9
Noreste (NES)	57,152	6.3	60,277	5.5	61,757	2.5
Peninsular (PEN)	13,549	8.9	14,470	6.8	15,941	10.2

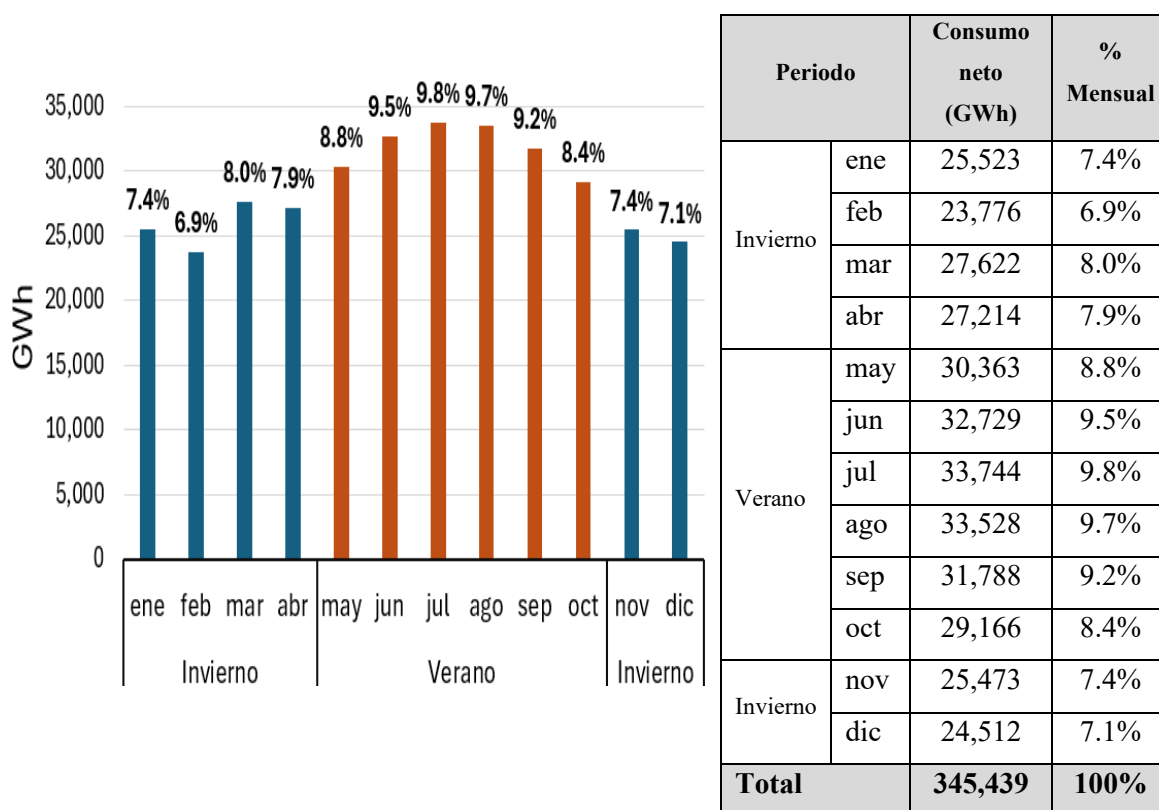


Figura 1.6 Consumo neto mensual de electricidad del SEN (2023). Fuente: (SENER, 2023, p. 39).

Según (SENER, 2023, p. 39) , “el consumo final de energía eléctrica se refiere a la energía eléctrica vendida a través del Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso, Usuarios Calificados participantes del mercado y la energía suministrada por los centros de carga con autoabastecimiento remoto.

El consumo final se compone por seis sectores tarifarios: residencial, comercial, servicios, bombeo agrícola, empresa mediana y gran industria, estos últimos concentran el 37.4% y 23.7%, respectivamente. En tercer lugar, está el sector residencial con 26.3%, le siguen el comercial, agrícola y servicios con 5.8%, 5.4% y 1.4%, en ese orden”.

En la Figura 1.7 se muestra el consumo final y el número de usuarios finales para cada región del SEN para el año 2023.

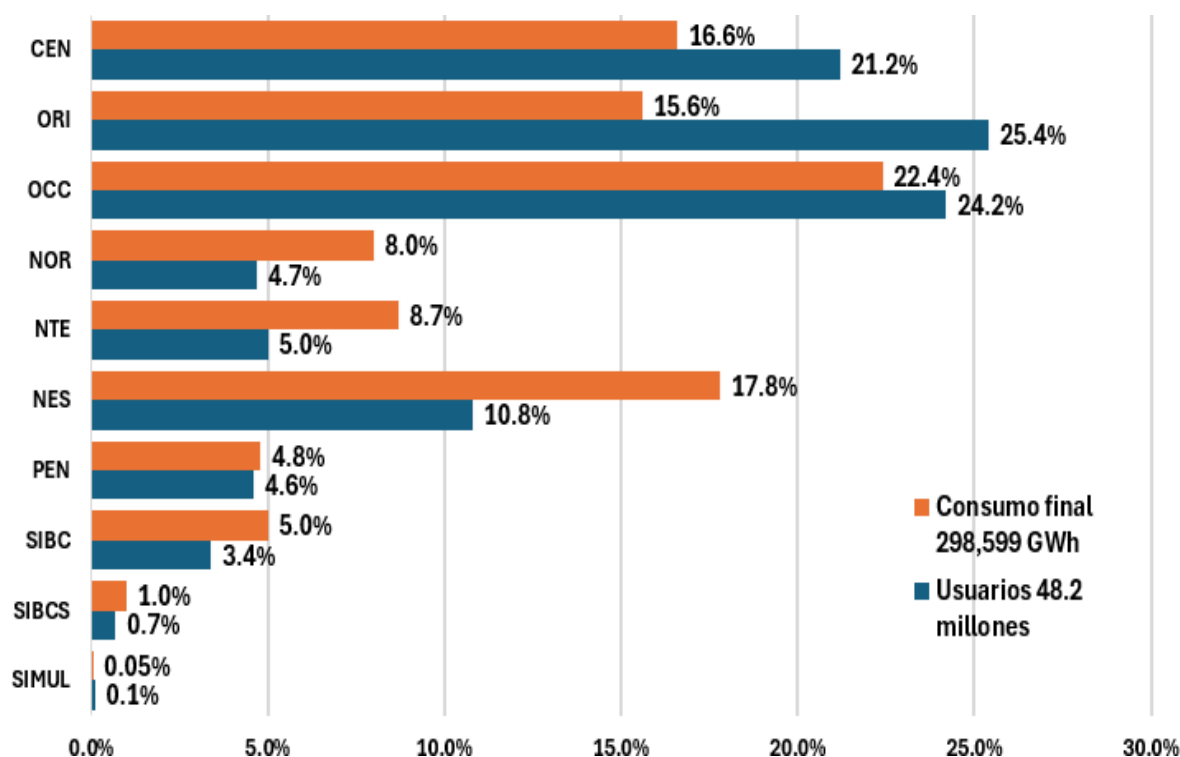


Figura 1.7 Consumo final y el número de usuarios finales para cada región del SEN (2023). Fuente: (SENER, 2023, p. 40).

1.2 Generalidades del proyecto

A continuación, se abordarán las generalidades que dan pauta al desarrollo del proyecto, tales como: Planteamiento del problema, hipótesis, justificación y alcance.

1.2.1 Planteamiento del problema

La energía eléctrica constituye el motor fundamental del crecimiento económico y el desarrollo humano. Como señala Romerio (2006), existe una correlación directa entre el incremento del Producto Interno Bruto (PIB) y la demanda energética, posicionando a la electricidad como un recurso estratégico e indispensable. En la era actual, la dependencia tecnológica ha vuelto a este recurso un pilar para la reducción de la pobreza y la generación

de empleo (CEPAL, 2022); por consiguiente, cualquier interrupción en su suministro, incluso de pocas horas, se traduce en pérdidas económicas millonarias y riesgos sociales críticos.

Para garantizar la estabilidad de este recurso, es imperativo poseer un sistema de suministro robusto capaz de anticipar las necesidades de los usuarios. En México, la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) depende de la precisión de sus pronósticos de demanda. Sin embargo, la metodología predominante empleada por las instancias gubernamentales se basa en el método de incremento porcentual. Esta técnica, aunque sencilla, es limitada, ya que se fundamenta principalmente en tendencias históricas y promedios lineales, omitiendo la complejidad de las variables que realmente impulsan el consumo.

El problema central radica en que los métodos actuales de pronóstico en México carecen de la flexibilidad necesaria para evaluar escenarios de incertidumbre y no integran de manera sistémica factores macroeconómicos, demográficos y climáticos. Esta falta de sensibilidad ante eventos disruptivos y variables exógenas genera una brecha entre la demanda proyectada y la real. Las consecuencias de mantener este enfoque son la vulnerabilidad del sistema ante picos de demanda no previstos, una posible insuficiencia en la capacidad instalada y decisiones de inversión subóptimas que ponen en riesgo la seguridad energética regional, particularmente en zonas de alta exigencia como Baja California.

1.2.2 Hipótesis

Si se desarrolla un modelo de pronóstico que permita entender cómo las variables independientes (PIB, temperatura, población y precio de venta de la energía eléctrica) impactan a la demanda de energía eléctrica para cada región de SEN mediante un modelo de simulación dinámica, se logrará dar un panorama que permita detectar riesgos en el suministro de electricidad en el país asociados a la variación de dichas variables.

1.2.3 Justificación

La planificación energética es la piedra angular del desarrollo de cualquier nación. En México, la precisión en la proyección del consumo no es solo una necesidad técnica, sino un imperativo estratégico para garantizar la seguridad energética y el crecimiento económico.

La demanda eléctrica es un indicador sensible al bienestar social; su estabilidad garantiza que los servicios básicos, la salud y la educación operen sin interrupciones. Teóricamente, este estudio se fundamenta en que la demanda no es un dato aislado, sino un sistema complejo. Como señalan Pérez y Gómez (2020), anticipar su comportamiento permite mitigar riesgos asociados a la volatilidad del mercado. Socialmente, una predicción errónea puede derivar en apagones o falta de suministro, afectando directamente la calidad de vida de la población y la competitividad de las industrias locales.

El vacío de conocimiento que esta investigación cubre reside en la granularidad y el enfoque multivariable. Actualmente, instrumentos oficiales como el PRODESEN de la SENER presentan pronósticos con una periodicidad anual y se centran primordialmente en tendencias históricas de consumo (univariate). Sin embargo, este enfoque omite la incertidumbre y las relaciones causales con variables externas.

Esta tesis se realiza para ofrecer una alternativa que incorpore el impacto del PIB, la demografía y las variaciones climáticas en una escala mensual. Prácticamente, esto permite a los tomadores de decisiones identificar picos de demanda estacionales que los modelos anuales tienden a suavizar o ignorar, facilitando una planeación de infraestructura más eficiente.

El aporte metodológico consiste en la aplicación de la Dinámica de Sistemas. Siguiendo a Sterman (2000), esta herramienta permite superar las limitaciones de los métodos estadísticos tradicionales al modelar bucles de retroalimentación. La utilidad de emplear esta metodología radica en la capacidad de simular escenarios "qué pasaría si", evaluando cómo un cambio en el crecimiento económico o una ola de calor afectaría la capacidad instalada. Al

homogeneizar el conjunto de datos de manera mensual, se maximiza la precisión del modelo frente a la realidad operativa del sistema.

Los resultados de este estudio son de utilidad directa para:

- Organismos reguladores y operadores (CENACE/SENER): Al proporcionar una herramienta de análisis regionalizado que detecta riesgos específicos por gerencia.
- Empresas del sector energético: Quienes podrán optimizar sus planes de mantenimiento y distribución de carga.
- La academia: Al establecer un precedente en el uso de modelos dinámicos para el análisis regionalizado del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Baja California.

1.2.4 Alcance

Este trabajo de tesis se hace uso de la metodología de Dinámica de Sistemas (DS) para analizar y pronosticar la demanda de electricidad del SEN tanto como la demanda de cada una de las 9 regiones de manera individual en Giga Watts mensual para el año 2024 y los siguientes 10 años.

Además, es importante mencionar que este análisis y pronóstico sólo se incluirán los factores más importantes para la demanda de la energía eléctrica en el país que tengan información amplia y confiable, sin embargo, la demanda y generación de electricidad tiene muchos más factores, los cuales pueden tener análisis más complejos que la misma demanda, que es el tema central del estudio por lo que en lugar beneficiar al pronóstico lo dificultan de manera innecesaria.

De esta manera, en este trabajo se creará un modelo de simulación que permita pronosticar los factores más determinantes que aumentan la demanda de electricidad en el país y se analizará tanto el comportamiento y tendencia de estos para lograr hacer el pronóstico de la demanda eléctrica en cada región para obtener proyecciones de la demanda fiables.

Cabe señalar que este trabajo mostrará el estado actual de demanda del SEN y aportará información sobre cada una de las nueve regiones que lo componen, así como proyecciones a 10 años, de tal manera que se pueda identificar posibles riesgos para SEN bajo escenarios de incertidumbre acorde con los factores que se seleccionaron la demanda eléctrica del país en cada región.

Capítulo 2.

Marco teórico y conceptual

En este segundo capítulo se exponen los fundamentos teóricos esenciales para el tema central de investigación, junto con una revisión de estudios relacionados con las temáticas a tratar.

Se define el concepto de series de tiempo, pronóstico y su metodología. A continuación, se describe el enfoque de Dinámica de Sistemas (DS), sus características y aplicaciones. Finalmente, se presentan trabajos que utilizan la DS para modelar pronósticos, señalando la posición de esta investigación dentro de un marco conceptual.

2.1 Pronósticos de demanda

Según (Green y Armstrong, 2015), el procedimiento de pronosticar trata de la acción de hacer una suposición sobre cómo se espera que sea el futuro. Los pronósticos son utilizados de manera constante para investigaciones y resolución de problemas, no obstante, no todas las circunstancias justifican la elaboración de un pronóstico, solamente cuando hay dudas sobre lo que sucederá en el futuro esta herramienta se vuelve necesaria, ya que los métodos formales de predicción son de gran ayuda, porque facilitan la toma de decisiones basadas en una comprensión más clara de lo que puede venir.

Sin embargo, en circunstancias de gran incertidumbre, cuando hay mucha fluctuación en la serie analizada, es fundamental ser cauteloso si se quiere realizar un pronóstico. En este caso el pronóstico debería ser utilizado únicamente como una guía para detectar tendencias o patrones a largo plazo. Esto se debe a que intentar anticipar el comportamiento a corto plazo de una serie volátil es casi imposible, ya que se comporta de manera altamente aleatoria.

2.1.1 Tipos de pronósticos

De acuerdo con (Hanke y Wichern, 2010, pp. 2-3) *“Los procedimientos para realizar pronósticos se clasifican, en primer lugar, como de largo plazo y de corto plazo.*

- *Pronósticos a largo plazo: necesariamente señalan el curso general de una organización para un tiempo de funcionamiento largo; de modo que se convierten en un tema de particular relevancia para la alta dirección.*
- *Pronósticos a corto plazo: se requieren para diseñar estrategias inmediatas, y las gerencias medias y de primera línea los emplean para satisfacer las necesidades del futuro inmediato.*

Los pronósticos también se clasifican en términos de su posición en un continuo micro-macro, es decir, en términos del grado en que implican pequeños detalles o grandes valores de resumen. Como ejemplos tenemos que un micro pronóstico sería cuantos trabajadores necesitará una empresa pequeña para los siguientes seis meses y un macro pronóstico serían los censos de población nacional.

Los procedimientos para la elaboración de pronósticos también se clasifican de acuerdo con la tendencia a ser más cualitativos o cuantitativos.

- *Pronóstico Cualitativo: es aquella que no requiere manipulación de datos alguna, tan sólo se usa el “juicio” u opinión del pronosticador. Aun aquí, por supuesto, el “juicio” del pronosticador quizá sea realmente el resultado de la manipulación mental de ciertos datos históricos.*
- *Pronóstico Cuantitativo: Utiliza modelos estadísticos, datos históricos y análisis matemático para predecir la demanda futura.*

Finalmente, los pronósticos podrían clasificarse de acuerdo con la naturaleza del producto obtenido. Uno debe decidir si el pronóstico será un número individual (pronóstico puntual), un intervalo de números dentro del cual se espera que esté el valor futuro (un pronóstico por intervalo) o la distribución de probabilidad total del valor futuro (un pronóstico de densidad)

Puesto que “shocks” imprevisibles pueden afectar los valores futuros (el futuro nunca es exactamente como el pasado), ocurrirán errores de pronóstico diferentes de cero, incluso en aquellos pronósticos muy buenos. De modo que hay cierta incertidumbre asociada con un pronóstico puntual específico”.

2.1.2 Selección de un método de pronósticos

El periodo de tiempo de una predicción está relacionado de manera directa con la elección del método para realizar el pronóstico. Para predicciones a corto y mediano plazo, se pueden usar diversas técnicas Cuantitativas. No obstante, a medida que se extiende el periodo de la predicción, muchas de estas técnicas se vuelven menos apropiadas. Por ejemplo, los modelos de promedios móviles, el suavizamiento exponencial y ARIMA no son efectivos para prever cambios económicos significativos; en cambio, los modelos econométricos son más ventajosos. Los modelos de regresión son adecuados para períodos cortos, medianos y largos. Las medias, los promedios móviles, la descomposición clásica y las proyecciones de tendencias son enfoques cuantitativos útiles para plazos cortos y medianos. También se sugiere el uso de métodos más complicados como Box-Jenkins y técnicas econométricas para pronósticos en plazos cortos y medianos. Los métodos cualitativos se aplican frecuentemente para proyecciones a largo plazo.

La capacidad de utilizar técnicas de pronóstico es algo que el investigador usualmente define según su experiencia. Esto es especialmente cierto cuando se requieren pronósticos para un periodo relativamente breve. En este contexto, los métodos de suavizamiento exponencial, la proyección de tendencias, los modelos de regresión y la descomposición clásica son muy ventajosos. (Lind et al., 2012)

En la tabla Tabla 2.1 se muestra una guía para la selección de una técnica de pronóstico, considerando patrones de datos, horizontes de tiempo, tipo de modelo y datos mínimos requeridos.

Tabla 2.1 Selección de una técnica de pronóstico. Fuente: (Hanke y Wichern, 2010, p. 80)

Método	Patrón de datos	Horizonte de tiempo	Tipo del Modelo	Datos mínimos requeridos	
				No Estacionales	Estacionales
Simple	ST, T, S	S	TS	1	
Promedios simples	ST	S	TS	30	
Promedios móviles	ST	S	TS	4 – 20	
Suavizamiento exponencial	ST	S	TS	2	
Suavizamiento exponencial lineal	T	S	TS	3	
Suavizamiento exponencial cuadrático	T	S	TS	4	
Suavizamiento exponencial estacional	S	S	TS		$2 \times s$
Filtración adaptativa	S	S	TS		
Regresión simple	T	I	C	10	
Regresión múltiple	C, S	I	C	$10 \times v$	
Descomposición clásica	S	S	TS		$5 \times s$
Modelos de tendencia exponencial	T	I, L	TS	10	
Ajuste de la curva S	T	I, L	TS	10	
Modelos de Gompertz	T	I, L	TS	10	
Curvas de crecimiento	T	I, L	TS	10	
Census X-12	S	S	TS		$6 \times s$
Box-Jenkins	ST, T, C, S				$3 \times s$
Indicadores principales	C	S	C	24	
Modelos económicos	C	S	C	30	
Regresión múltiple de series de tiempo	T, S	I, L	C		$6 \times s$

Patrón de datos: ST, estacionario; T, de tendencia; S, estacional; C, Cíclico.

Horizonte de tiempo: S, corto plazo (menos de tres meses); I, mediano plazo; L, largo plazo.

Tipo de modelo: TS, Serie de tiempo; C, causal.

Estacional: S, longitud de la estacionalidad

Variables: V, número de variables

La decisión para elegir una técnica de pronósticos u otra se puede basar, en parte, en si la técnica generará errores que se consideren significativamente pequeños. Es ideal esperar que una buena técnica de pronósticos de obtengan errores relativamente pequeños de manera consistente

2.1.3 Etapas del pronóstico

El futuro no necesariamente se parece al pasado. En los casos en que lo hace, las técnicas cuantitativas para hacer pronósticos son efectivas. Sin embargo, cuando esto no ocurre, se generan pronósticos poco precisos.

(Hanke y Wichern, 2010, p. 5) dice que: *“El reconocimiento de que las técnicas de pronósticos funcionan con datos generados por eventos históricos conduce a la identificación de los siguientes cinco pasos en el proceso de pronosticar:*

- 1. Formulación del problema y recopilación de datos*
- 2. Manipulación y limpieza de datos*
- 3. Construcción y evaluación del modelo*
- 4. Implementación del modelo (el pronóstico real)*
- 5. Evaluación del pronóstico”.*

En el primer paso, la formulación del problema y la recolección de datos, se consideran un único proceso debido a su estrecha conexión. El problema establece qué datos son necesarios. Si se va a utilizar un enfoque cuantitativo para pronosticar, es esencial que los datos relevantes estén disponibles y sean precisos. A menudo, conseguir y reunir los datos correctos resulta ser un trabajo difícil y que consume mucho tiempo. Si no se tienen los datos adecuados, puede ser necesario redefinir el problema o, tal vez, optar por un enfoque no cuantitativo para la predicción. Los inconvenientes en la recolección y en la garantía de calidad de los datos surgen cada que se requiera obtener información relevante para realizar un pronóstico.

El segundo paso, manipulación y limpieza de datos, suele ser indispensable. Puede que se tenga una cantidad excesiva de datos o, por el contrario, muy pocos para llevar a cabo el pronóstico. Algunos de estos datos quizás no sean relevantes. Es posible que ciertos datos carezcan de valores que necesiten ser estimados. A veces, es necesario convertir algunos datos a diferentes unidades de medida de las que originalmente tenían. Algunos datos necesitan ser procesados de nuevo. Otros datos pueden ser válidos, pero solo para determinados períodos históricos. Generalmente, se requiere un esfuerzo para que los datos estén en el formato adecuado, necesario para aplicar ciertos métodos de pronóstico.

El paso tres, construcción y evaluación del modelo, consiste en adaptar los datos recogidos a un modelo de pronóstico que sea apropiado, con el objetivo de reducir al mínimo los errores en las predicciones. A menudo, es necesario encontrar un punto medio entre un método de predicción complicado que pueda ofrecer mayor precisión y un método sencillo que sea fácil de entender y que fomente el respaldo de las personas encargadas de tomar decisiones dentro de la empresa, además de ser utilizado activamente por ellas. Sin duda alguna, el buen juicio juega un papel clave en este proceso de elección.

El cuarto paso, implementación del modelo, consiste en crear el modelo real después de haber recolectado y ajustado los datos pertinentes, así como de haber elegido el modelo de predicción correcto. Los datos de los periodos históricos más recientes se conservan como apoyo y se utilizan posteriormente para comprobar la precisión del procedimiento.

El paso cinco, evaluación del pronóstico, se refiere a la confrontación de los valores predichos con datos históricos reales. Una vez que se completa la implementación del modelo, se generan pronósticos para los periodos históricos más cercanos, donde se tienen claros los valores de los datos, aunque se conservan para respaldar los datos que se están analizando. Posteriormente, estos pronósticos se contrastan con los valores históricos disponibles y se examinan los posibles errores en las predicciones. Algunas metodologías de pronóstico suman los valores absolutos de los errores y reportan este total; o dividen este total entre la cantidad de intentos para generar el pronóstico, a fin de determinar el error

medio del mismo. Otras metodologías proporcionan la suma de los errores al cuadrado, que luego se compara con cifras similares obtenidas de otros métodos de pronóstico.

2.1.4 Medición del error de pronóstico

De acuerdo con (Walpole et al., 2022), debido a que los métodos cuantitativos de pronósticos a menudo utilizan datos de series de tiempo, se estableció una notación matemática para identificar cada periodo específico. La letra Y es usada para representar la variable de serie de tiempo, a menos que exista más de una variable. Por lo tanto, Y_t indica al valor de la serie de tiempo para el periodo t.

Para diferenciar entre un valor real de la serie de tiempo y el valor pronosticado, se coloca un ^ (sombbrero) arriba de la letra Y para indicar que se trata del pronóstico. La exactitud de la técnica de un pronóstico suele juzgarse por la comparación entre los valores de la serie original y los valores pronosticados de las series como se muestra en la Ecuación 2.1.

$$e_t = Y_t - \hat{Y}_t \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Existen varios métodos que resumen los errores generados para un pronóstico, la mayoría de son el promedio de la diferencia entre su valor real y su valor pronosticado. A estas diferencias se les da el nombre de residuos.

La desviación media absoluta (MAD) mide la exactitud de los datos pronosticados, promediando los errores del pronóstico y proporciona un promedio de los “errores” sin importar la dirección de estos. La Ecuación 2.2 muestra cómo se calcula la MAD donde n es el número de periodos de la serie.

$$MAD = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |Y_t - \hat{Y}_t| \quad \text{Ecuación 2.2}$$

El error cuadrático medio (MSE) es otro método para medir los pronósticos. Cada error o residuo se eleva al cuadrado de esta forma sanciona errores grandes en el pronóstico, lo cual es recomendable porque una técnica que genera errores moderados puede ser preferible a una que usualmente tenga pequeños errores, pero que en algunos casos produzca errores extremadamente grandes. El MSE está dado por la Ecuación 2.3.

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (Y_t - \hat{Y}_t)^2 \quad \text{Ecuación 2.3}$$

El problema con el MSE es que las unidades no son iguales a las de la serie de tiempo por lo que se recomienda en cambio usar la raíz cuadrada del MSE, o la raíz cuadrada del error cuadrado medio (RMSE), que también penaliza errores grandes en el pronóstico, pero con la diferencia que las unidades si son las mismas los datos de la serie. La Ecuación 2.4 muestra cómo se calcula la RMSE

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (Y_t - \hat{Y}_t)^2} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

En ocasiones es más útil calcular los errores en de manera porcentual en vez de cantidades. El error porcentual absoluto medio (MAPE) se calcula mediante la obtención del error absoluto de cada periodo, dividiendo éste entre el valor real observado en ese periodo y promediando los errores absolutos. El resultado final se multiplica después por 100 y se expresa como porcentaje. El MAPE no tiene unidades de medición y es útil para comparar la exactitud de una misma técnica o de alguna otra técnica en dos series completamente diferentes. El MAPE está dado por la Ecuación 2.5.

$$MAPE = \left(\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \frac{|Y_t - \hat{Y}_t|}{|Y_t|} \right) \cdot 100 \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Cuando es necesario evaluar si el método para pronosticar está sesgado se lleva a cabo método del error porcentual medio (MPE), el resultado normalmente se multiplica por 100 y se expresa como un porcentaje. Si la técnica de pronóstico no tiene sesgo, el MPE dará un resultado que esté cercano a cero. Si el resultado es un porcentaje grande pero negativo, el pronóstico está sobreestimando. Si el resultado es un porcentaje grande pero positivo, el pronóstico está subestimando. La Ecuación 2.6 muestra cómo se calcula el MPE.

$$MPE = \left(\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \frac{Y_t - \hat{Y}_t}{Y_t} \right) \cdot 100 \quad \text{Ecuación 2.6}$$

2.2 Métodos de pronósticos

Los pronósticos o también conocido como predicciones, son una herramienta poderosa en cualquier proceso de toma de decisiones. La calidad de las proyecciones que pueden realizarse está directamente relacionada con la información que puede obtenerse y utilizarse a partir de los datos históricos.

2.2.1 Regresión Lineal Múltiple

El método de regresión simple se utiliza para obtener una ecuación lineal que predice el comportamiento de una variable que se le conoce como dependiente o endógena en función de una única variable conocida como independiente o exógena; como ejemplo, el total de artículos que se vendieron en un tiempo determinado en función del precio. Sin embargo, en muchas situaciones en especial cuando se profundiza en la variable endógena, varias variables exógenas influyen conjuntamente en la variable dependiente que se está estudiando. La regresión múltiple permite establecer el efecto simultáneo de más de una variable independiente en una variable dependiente mediante el principio de los mínimos cuadrados. (Newbold et al., 2008)

La ecuación de estimación que describe la relación entre varias variables está dada por la Ecuación 2.7.

$$\hat{y} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + \dots + b_kx_k \quad \text{Ecuación 2.7}$$

a) Estimación de los coeficientes

De acuerdo con (Walpole et al., 2022), los coeficientes de la ecuación lineal múltiple se obtienen mediante el método de mínimos cuadrados el cual suma las diferencias elevadas al cuadrado divididos por los valores ajustados y reales de la variable independiente Y tan pequeña como sea posible. Los cálculos son complejos y tediosos, por lo que se suelen realizar con ayuda de un paquete de software estadístico, como Excel o Minitab.

Las ecuaciones normales de estimación para el modelo de regresión lineal simple están dadas por la Ecuación 2.8, Ecuación 2.9 y la Ecuación 2.10:

$$\sum_{i=1}^n y_i = nb_0 + b_1 \sum_{i=1}^n x_{1i} + b_2 \sum_{i=1}^n x_{2i} + \cdots + b_k \sum_{i=1}^n x_{ki} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

$$\begin{array}{ccccccccc} \sum_{i=1}^n x_{1i} \cdot y_i & = & b_0 \sum_{i=1}^n x_{1i} & + & b_1 \sum_{i=1}^n x_{1i}^2 & + & b_2 \sum_{i=1}^n x_{1i} \cdot x_{2i} & + & \cdots & + & b_k \sum_{i=1}^n x_{ki} \cdot y_{ki} & \text{Ecuación 2.9} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots & & \vdots & \end{array}$$

$$\sum_{i=1}^n x_{ki} \cdot y_i = b_0 \sum_{i=1}^n x_{ki} + b_1 \sum_{i=1}^n x_{ki} \cdot x_{1i} + b_2 \sum_{i=1}^n x_{ki} \cdot x_{2i} + \dots + b_k \sum_{i=1}^n x_{ki}^2 \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Las ecuaciones anteriores se pueden resolver para $b_0, b_1, b_2, \dots, b_k$ haciendo uso de cualquier método que permita resolver sistemas de ecuaciones lineales. La gran mayoría de los programas estadísticos son capaces de obtener soluciones numéricas de las ecuaciones anteriores y se recomienda su uso.

b) Coeficiente de determinación múltiple

Según (Lind et al., 2012, p. 521) define al coeficiente de determinación múltiple (R^2) como “Es el porcentaje de variación de la variable dependiente, Y , explicada por el conjunto de variables independientes, $X_1, X_2, X_3, \dots, X_k$ ”.

R^2 toma valores entre 0 y 1, entre más cercano sea a cero indica poca asociación entre las variables independientes y la variable dependiente. Un valor próximo a uno determina una asociación fuerte. Ecuación 2.11 muestra cómo se obtiene el coeficiente de determinación múltiple.

$$R^2 = \frac{\sum(\hat{Y} - \bar{Y})^2}{\sum(Y - \bar{Y})^2} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

c) Coeficiente ajustado de determinación

Entre mayor sea el número de variables independientes de una ecuación de regresión múltiple también aumenta el coeficiente de determinación. Cada nueva variable independiente que se agregue hace que los pronósticos sean más precisos y en consecuencia R^2 aumenta sólo debido al número total de variables independientes y no debido a que las variables independientes agregadas sean factores de predicción de la variable dependiente buenos. Para equilibrar este efecto de acuerdo con el número de variables independientes en el coeficiente de determinación múltiple, se emplean un coeficiente de determinación ajustado múltiple esta dado por la Ecuación 2.12.

$$R^2_{ajustado} = \frac{\frac{\sum(Y - \hat{Y})^2}{n - (k + 1)}}{\frac{\sum(Y - \bar{Y})^2}{n - 1}} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

2.2.2 Promedio Móvil

El pronóstico mediante la técnica del promedio móvil es utilizado para patrones de demanda donde se tiene como objetivo eliminar el impacto de los elementos irregulares históricos. El componente irregular que presentan ciertas series temporales puede ser lo suficientemente grande oculte las regularidades subyacentes, haciendo que la interpretación visual del gráfico temporal no sea clara. Estos problemas se pueden reducir utilizando un promedio móvil.

El método de las medias móviles se basa en la premisa de que cualquier componente irregular en un momento del tiempo determinado tendrá un efecto menor si promediamos el dato con sus vecinos inmediatos. El método más sencillo del que se puede hacer uso es un promedio móvil centrado simple de $(2m + 1)$ puntos. Es decir, se sustituye cada observación x_t por la media de sí misma y sus vecinas, como se muestra en la Ecuación 2.13. (Newbold et al., 2008)

$$x_t = \frac{1}{2m + 1} \cdot \sum_{j=-m}^m x_{t+j} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

2.2.3 Series de tiempo

Los modelos de regresión tienen la capacidad de ajustarse a los datos mensuales, trimestrales o anuales. Sin embargo, es de esperar que los datos recopilados en un periodo de tiempo son proclives a mostrar características como las tendencias, patrones estacionales, etcétera. En las series de tiempo, no es correcto considerar como una muestra aleatoria a los datos utilizados por para pronóstico por lo que es posible que aparezcan problemas de interpretación cuando las técnicas de regresión estándar se efectúan a observaciones que están relacionadas entre sí en el transcurso del tiempo. El análisis de series de tiempo es una técnica cuantitativa que se emplea para determinar patrones en los datos recolectados en un periodo de tiempo.

De acuerdo con (Lind et al., 2012, pp. 605-608) “Una serie de tiempo consta de cuatro componentes: *tendencia, variación cíclica, variación estacional y variación irregular.*

1. *Tendencia secular: dirección uniforme de una serie de tiempo de largo plazo. Algunas se mueven hacia arriba en forma uniforme, otras declinan y otras más permanecen iguales con el paso del tiempo.*
2. *Fluctuación cíclica: aumento y reducción de una serie de tiempo durante periodos mayores de un año. Como ejemplo se tienen los ciclos de negocios que habitual consiste en un periodo de prosperidad, seguido por periodos de recesión, depresión y luego recuperación.*

3. *Variación estacional: Patrones de cambio en una serie de tiempo en un año. Estos patrones tienden a repetirse cada año.*
4. *Variación irregular: en muchas situaciones, el valor de una variable puede ser completamente impredecible cambiando de manera aleatoria. Las variaciones irregulares describen esos movimientos. Los efectos que el conflicto de Medio Oriente en 1973, la situación de Irán en 1979-1981, el colapso de la OPEP en 1986 y la situación de Irak en 1990 tuvieron sobre los precios de la gasolina en Estados Unidos son ejemplos de variación irregular”.*

Para este proyecto debido a la naturaleza de las variables a analizar se usará la metodología de pronóstico de demanda con variación estacional ya que tienen un movimiento repetitivo a lo largo del tiempo

a) Método de razón de promedio móvil

Cuando se desea medir la variación estacional, se suele usar el método de razón de promedio móvil. Esta técnica no proporciona un índice que describe el grado de variación estacional. El índice se basa en una media de 100, con el respectivo grado de estacionalidad promedio por las variaciones respecto a la serie de tiempo.

De acuerdo con (Levin y Rubin, 2004) los pasos para hacer obtener la ecuación para un pronóstico por el método de razón de promedio móvil son los siguientes:

1. El primer consiste en calcular la suma de las observaciones ordenada de acuerdo con la longitud estacional para la serie de tiempo.
2. En el segundo paso, calculamos el promedio móvil para la longitud estacional, dividiendo entre la longitud estacional cada uno de suma de las observaciones ordenadas.
3. En el tercer paso, centramos el promedio móvil.
4. Enseguida, calcular el porcentaje del valor real con respecto al valor del promedio móvil con respecto a la longitud estacional de la serie de tiempo que tenga un elemento de promedio móvil de cada trimestre.

5. Para reunir todos los porcentajes de los valores reales respecto a los valores del promedio móvil, organícelos de acuerdo con la longitud estacional.

El proceso puede ser complejo y tedioso por lo que se recomienda hacer uso de algún software estadístico como Minitab o Mathlab.

2.3 Prueba T para dos muestras

De acuerdo con (Hines y Montgomery, 1993) Esta prueba se utiliza para comparar las medias de dos grupos no relacionados entre ellos, con el objetivo de determinar si existe una diferencia significativa entre las dos muestras, lo que será útil para validar los datos proyectados y validarlo. Para hacer usos de esta prueba se requiere la suposición de normalidad de las muestras, sin embargo, las desviaciones moderadas de la distribución normal no afectan de manera significativamente el procedimiento.

Para esta prueba la hipótesis nula establece que $\mu_1 = \mu_2$ y la hipótesis alternativa $\mu_1 \neq \mu_2$. se tiene dos casos particulares, en el primer caso, se establece que las varianzas no se conocen, pero son iguales, y en el segundo caso, suponemos que las varianzas se desconocen y aparte de esto no son necesariamente iguales.

a) Caso 1: $\sigma_1^2 = \sigma_2^2$

El cálculo del estadístico de prueba está dado por la Ecuación 2.14.

$$t_0 = \frac{\bar{x}_1 - \bar{x}_2}{S_p \sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2}}} \quad \text{Ecuación 2.14}$$

Donde S_p corresponde a la varianza combinada de ambas muestras y se obtiene mediante la Ecuación 2.15.

$$S_p^2 = \frac{(n_1 - 1) \cdot S_1^2 + (n_2 - 1) \cdot S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

El criterio de rechazo esta dado por la siguiente expresión que se muestra en la Ecuación 2.16.

$$t_0 < -t_{\alpha, n_1+n_2-2} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Caso 2: $\sigma_1^2 \mp \sigma_2^2$

El cálculo del estadístico de prueba para este caso está dado por la Ecuación 2.17.

$$t_0 = \frac{\bar{x}_1 - \bar{x}_2}{\sqrt{\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2}}} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

El criterio de rechazo esta dado por la siguiente expresión que se muestra en la Ecuación 2.18.

$$t_0 < -t_{\alpha, v-2} \quad \text{Ecuación 2.18}$$

Donde v son los grados de libertad y se obtiene mediante la Ecuación 2.19.

$$v = \frac{\left(\frac{S_1^2}{n_1} + \frac{S_2^2}{n_2}\right)^2}{\frac{\left(\frac{S_1^2}{n_1}\right)^2}{n_1 + 1} + \frac{\left(\frac{S_2^2}{n_2}\right)^2}{n_2 + 1}} - 2 \quad \text{Ecuación 2.19}$$

2.4 Simulación

La simulación computarizada tuvo sus inicios en la industria de Defensa en los años 50 y para los años 80 con la llegada de las computadoras personales la simulación fue utilizada por el público en general, lo que ocasiono que un uso masivo de esta herramienta. Según (Fullana Belda y Urquia Grande, 2009, p. 2) se define a la simulación como “*un medio mediante el cual tanto nuevos procesos como procesos ya existentes pueden proyectarse, evaluarse y contemplarse sin correr el riesgo asociado a experiencias llevadas a cabo en un sistema real. Es decir, permite a las organizaciones estudiar sus procesos desde una perspectiva sistemática*”

procurando una mejor comprensión de la causa y efecto entre ellos además de permitir una mejor predicción de ciertas situaciones”.

Por otra parte según (PRODINTEC, 2010), la simulación de procesos industriales que se basan en eventos discretos, es una técnica tecnológica que permite diseñar modelos dinámicos de una planta industrial o de un sistema logístico, los cuales posteriormente serán utilizados para examinar el comportamiento de dicho modelo en diversas situaciones, evaluando los posibles variaciones y sus impactos, de tal forma que permita verificar las hipótesis antes de llevarlas a cabo en la realidad.

2.4.1 Tipos de modelos de simulación

De acuerdo con (Torres Barojas et al., 2024) las variables de estado son todas aquellas variables que un sistema necesita para ser definido en un instante dado y en función a estas variables los modelos de simulación se pueden clasificar en los siguientes criterios:

1. Según el instante temporal representado:
 - Modelos estáticos: son aquellos que representan a un sistema que se encuentra en un determinado estado de tiempo.
 - Modelos dinámicos: son aquellos que representan a un sistema que evoluciona a lo largo del tiempo.
2. Según la aleatoriedad de sus variables de estado:
 - Modelos deterministas: son aquellos en donde el sistema no cuenta con ninguna variable de estado aleatoria.
 - Modelos elásticos o aleatorios: son aquellos en donde el sistema si cuenta con al menos una variable de estado aleatoria.
3. Según el modo en el que evolucionan las variables de estado:
 - Modelos discretos: son aquellos en los que el sistema tiene variables de estado que cambian en un conjunto contable de instantes de tiempo.
 - Modelos continuos: son aquellos en los que el sistema tiene variables de estado que cambian de manera continua en función del tiempo.

2.5 Dinámica de sistemas

La dinámica de sistemas (DS) es una metodología excelente para resolver problemas específicos, lo que lo hace una herramienta perfecta para el desarrollo de este proyecto. Inicialmente se desarrolló para estudiar las problemáticas que se presentan en empresas en las que los retrasos de transferencia de información, junto a las estructuras de realimentación, da lugar a eventos de comportamiento indeseables, comúnmente de tipo oscilatorio. Originalmente se denominó dinámica industrial.

Es necesario dejar claro que para que un sistema sea considerado dinámico, los elementos (o parte de ellos) que lo conforman varían a lo largo del tiempo. Si dichos elementos del sistema y las relaciones tienen entre ellos son inmutables, el sistema denominado estático

A finales de la década de los 60, se realiza el primer informe al Club de Roma, acerca de los límites de crecimiento, que tomó como base específicamente un modelo de dinámica de sistemas, en el que se analizaba la evolución de una varias de magnitudes a nivel mundial como son la población, los recursos y la contaminación. A raíz de este informe, la dinámica de sistemas se posicionó como algo más que una herramienta industrial o urbana, y por lo tanto se convino adoptar la denominación de dinámica de sistemas, con la que es conocida actualmente. (Aracil, Dinámica de sistemas, 2010)

Para representar a un sistema dinámico, se hace uso de diagramas de influencia (también conocidos como diagramas causales o como diagramas Forrester), que facilitan comunicar fácil y rápidamente la estructura del sistema, basado en el modelo, dado por la declaración de las variables y la relación de cada variable con otras, dicho en otras palabras, *“es una traducción del diagrama causal a una terminología que facilita la escritura de las ecuaciones en el ordenador”*. (Aracil y Gordillo, 1997)

2.5.1 Etapas requeridas para la simulación de sistemas mediante dinámica de sistemas.

El desarrollo de un modelo para la simulación por computadora implica examinar el sistema que se desea emular, para definir, en primer lugar, qué componentes son esenciales para

ofrecer una descripción pertinente. Después de identificar las partes clave, es necesario determinar los mecanismos que los interrelacionan; en otras palabras, hay que proponer cómo se integran para formar el sistema. A través de la computadora, se puede generar el funcionamiento de esos componentes (resultado del análisis) conectados mediante el mecanismo de integración (resultado de la síntesis). Este funcionamiento debe corresponder con lo que se observa en la realidad. De este modo, se vinculan de manera metodológica el análisis, la síntesis y la contrastación empírica. (Aracil y Gordillo, 1997)

De acuerdo con (Vergara Schmalbach et al., 2011) “la dinámica de sistemas de puede tiene 4 grandes etapas:

1. *Definición del núcleo problema a estudiar: Este paso exige el pleno conocimiento del sistema y el problema que se desea resolver en él, mediante la simulación de este. El conocimiento en detalle requerirá la participación de expertos, que propondrán las posibles interacciones y actividades realizadas por los elementos que componen dicho sistema.*
2. *Identificación de variables y establecer sus relaciones: No necesariamente se debe describir el sistema en todas sus variables, lo cual harían de este paso un proceso arduo y muy complejo. Si se cumple a cabalidad el objetivo de la fase anterior, sólo se tomarán en cuenta aquellas variables involucradas en el problema a estudiar, limitando el sistema a un modelo simplificado, con comportamiento y resultados similares al modelo real.*
3. *Construcción y simulación del modelo: Se procede a establecer el mapa completo de variables y relaciones, representando el sistema mediante un diagrama de flujo. Este modelo deberá ser adaptado a un software de DS, que facilitan su incorporación al ordenador. El modelo creado necesitará ser validado con la realidad, mostrando congruencia con los resultados arrojados en la simulación*
4. *Interpretación de resultados: Como última fase, los resultados se analizarán, identificando ciertos comportamientos de interés. Se podrá modificar el modelo para generar escenarios alternativos, visualizando mediante la simulación, las consecuencias en el sistema a través de los nuevos resultados arrojados (pasando de un modelo cuantitativo a resultados meramente cualitativos)”.*

2.5.2 Diagramas causales

Según (Cerreño Caro, 2017) “Un diagrama causal consiste en variables conectadas por flechas que denotan la Influencias causales entre las variables. Los circuitos de retroalimentación importantes también se identifican en el diagrama. Las variables están relacionadas por enlaces causales, mostrados por flechas”.

A cada enlace causal se le otorga una polaridad, ya sea positiva (+) cuando tiene relación directa, es decir ambas aumentan o disminuyen su valor al mismo tiempo, y se le da una negativa (-) cuando tienen una relación inversa, en variables en las que si una aumenta su valor la otra disminuye, de este modo se puede mostrar cómo se modifica la variable dependiente al variar la variable independiente. Los bucles importantes son resaltados por un identificador de bucle el cual muestra si el Loop es una retroalimentación positiva (refuerzo) o negativa (balanceada). Es importante notar que el identificador del lazo se mueve en la misma dirección que el bucle al que corresponde. En la referencia Figura 2.1 se muestra un diagrama causal donde se aprecian los puntos anteriormente mencionados.

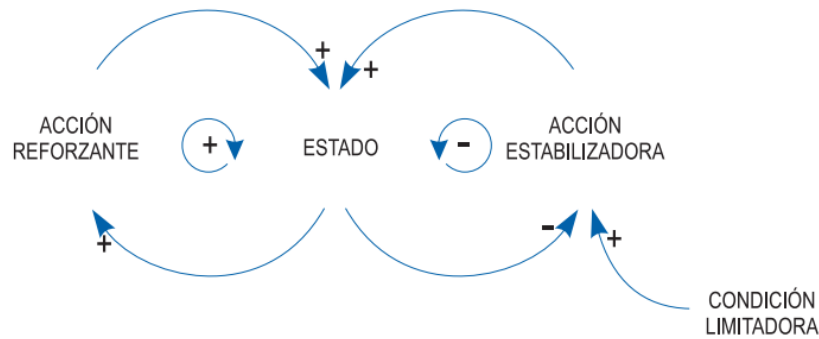
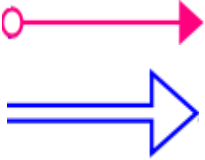
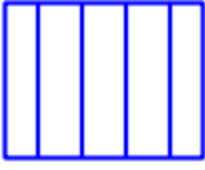
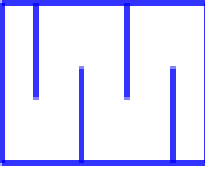


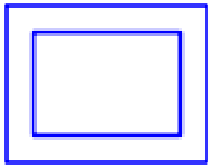
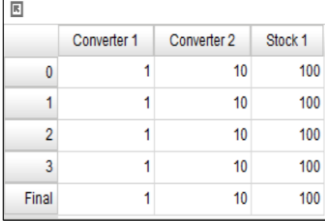
Figura 2.1 Diagrama causal Formado por dos bucles de retroalimentación, uno positivo y otro negativo. Fuente: (Aracil, *Dinámica de sistemas*, 2010, p. 29)

2.5.3 Diagramas de Forrester

Los diagramas causales tendrán que ser finalizados (o representados de nuevo) junto con varios componentes para poder convertirse en un objeto de Simulación, donde se podrán insertar las ecuaciones que explican la dinámica del sistema. Hay programas que hacen más sencillo este procedimiento, y en nuestro entorno comúnmente se utilizan los softwares. En la Tabla 2.2 se muestran los elementos necesarios para realizar y entender un diagrama de Forrester.

Tabla 2.2 Simbología de los diagramas de Forrester (*Cerreño Caro, 2017, p. 41*)

Símbolo	Descripción
	Las variables de estado o "niveles". Muestran en cada instante la situación del modelo, simulan una acumulación y varían solo en función de los "flujos". Básicamente se pueden considerar como "Stocks" instantáneos.
	Canales de información. Transmiten información que por su naturaleza no se conservan.
	Canales de material. Se transmiten las magnitudes físicas entre flujos y niveles.
	Flujos", válvulas o tasas de cambio. Funciones que dependen del tiempo. Por ejemplo, cantidad de personas que entran a un teatro por unidad de tiempo (5 personas por minuto).
	La "nube". Representa una fuente o un sumidero de material que puede interpretarse como un nivel que no es importante para el modelador y es prácticamente inagotable.
	Constantes o parámetros. Representan valores que no cambian a través del tiempo. Son determinantes para calcular el valor de los flujos. Un ejemplo de constante es la tasa de natalidad de una población o la tasa de interés de un préstamo.
	Retardos. Simulan el tiempo que demora la transmisión de los materiales o las informaciones. Ejemplo: si se siembra una semilla de maíz se esperaría que a los 90 días hubiera una mazorca, es decir, habría un retardo de 90 días desde el momento de la siembra hasta el momento de la cosecha.
	Fila o cola. Simulan el comportamiento de una fila de espera a lo largo del tiempo.

	Horno (Oven). Simulan el tiempo que tarda un proceso, la materia entra por paquetes de acuerdo a la capacidad del horno, no dejando entrar ni salir la materia hasta que se cumpla el tiempo de proceso designado.																								
	Variables “exógenas”. Influencias que afectan el sistema, pero no a la inversa. Un ejemplo puede ser la cantidad de agua lluvia que afecta a un cultivo.																								
	Variables auxiliares. Cálculos intermedios y valores fijos, respectivamente, que permiten una visualización mejor de los aspectos que condicionan el comportamiento de los flujos.																								
<table><tr><th></th><th>Converter 1</th><th>Converter 2</th><th>Stock 1</th></tr><tr><td>0</td><td>1</td><td>10</td><td>100</td></tr><tr><td>1</td><td>1</td><td>10</td><td>100</td></tr><tr><td>2</td><td>1</td><td>10</td><td>100</td></tr><tr><td>3</td><td>1</td><td>10</td><td>100</td></tr><tr><td>Final</td><td>1</td><td>10</td><td>100</td></tr></table>		Converter 1	Converter 2	Stock 1	0	1	10	100	1	1	10	100	2	1	10	100	3	1	10	100	Final	1	10	100	Tablas. Se usan para representar aquellas relaciones entre variables que son no lineales. También se usan para representar multiplicadores entre variables que no permanecen constantes a través del tiempo. Ejemplo: tasa de interés variable”.
	Converter 1	Converter 2	Stock 1																						
0	1	10	100																						
1	1	10	100																						
2	1	10	100																						
3	1	10	100																						
Final	1	10	100																						

En la Figura 2.2 se muestra una representación gráfica de un diagrama de Forrester usando el software Stella Architect donde se incluyen algunos elementos antes mencionados.

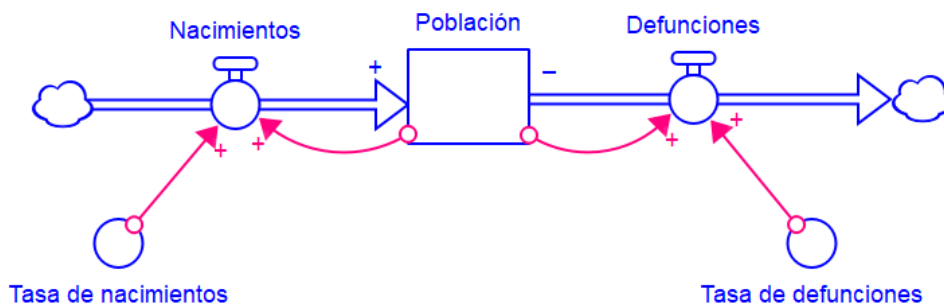


Figura 2.2 Representación gráfica de un diagrama de Forrester mediante el software Stella. Fuente: autoría propia

2.5.4 Software: Stella Architect

Stella Architect es un *software* creado y distribuido por Isee Systems desde 1985, enfocado al modelado dinámico que permite la elaboración de diagramas de sistemas y teniendo la capacidad de poder simular a largo tiempo, con el fin de entender mejor el comportamiento de dicho sistema y así detectar áreas de mejora. (Isee Systems, 2006)

Stella Architect está basado en los diagramas de Forrester y cuenta con las siguientes funciones principales:

1. Paradigmas múltiples. Integra dinámica de sistemas, eventos discretos y algunos modelos basados en agentes en el mismo modelo.
2. Bucles en tiempo real. Muestra en tiempo real como las variables se afectan entre sí durante la simulación y permite identificar bucles de retroalimentación importantes.
3. Ensamblajes. Crear un modelo funcional en minutos con estructuras de modelos prediseñados.
4. Identificación de errores. Muestra con señales errores en ecuaciones y unidades.
5. Administrador de datos. Compara rápidamente los datos de varias corridas de simulación, archiva y recupera configuraciones y resultados.
6. Vensim Traslator. Abre modelos de Vensim en Stella con la posibilidad de editarlos y mejorarlos con herramientas avanzadas de Stella.

El *software* cuenta con una interfaz amigable, con todos los elementos necesarios para crear y diseñar un diagrama causal como se ve en la Figura 2.3 y para un diagrama de Forrester como se muestra en la Figura 2.4 en su versión 3.5.1.

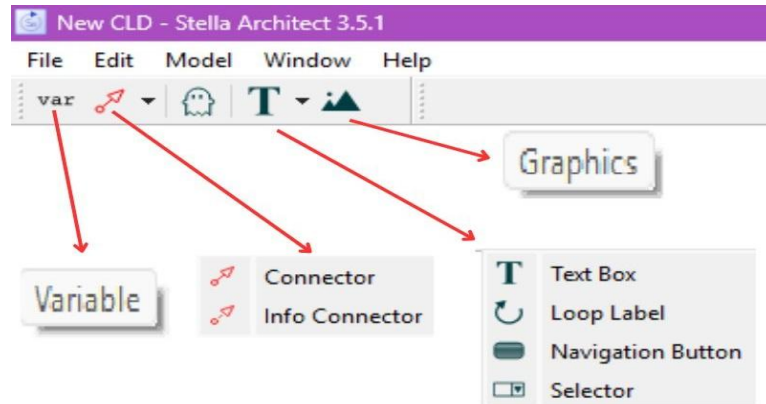


Figura 2.3 Interfaz del Software Stella Architect 3.5.1 para el diseño de diagramas causales. Fuente: Autoría Propia.

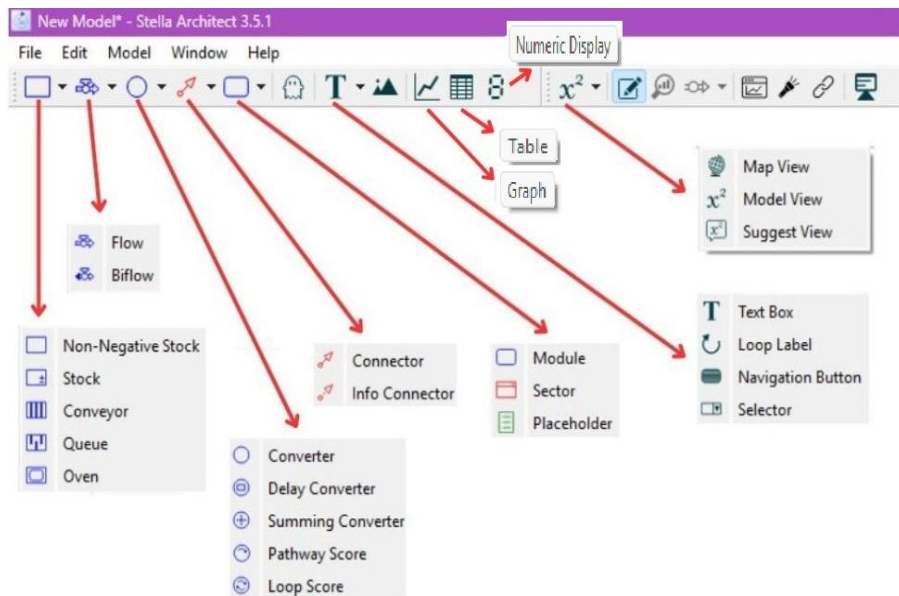


Figura 2.4 Interfaz del Software Stella Architect 3.5.1 para el diseño de diagramas de Forrester. Fuente: Autoría Propia.

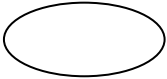
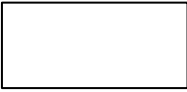
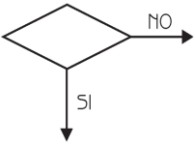
2.6 Diagramas de flujo

Los diagramas de flujo (DF) son una manera gráfica de representar para los pasos o procedimientos necesarios a seguir para alcanzar la solución de un problema, usando figuras geométricos. (Jiménez Murillo et al., 2014)

2.6.1 Símbolos Básicos de un Diagrama de Flujo

Los símbolos más utilizados se muestran en la Tabla 2.3 a continuación:

Tabla 2.3 simbología de los diagramas de flujo. Fuente: (Cairó Battistutti, 2008, p. 5)

Símbolo	Descripción
	Símbolo utilizado para marcar el inicio y el fin del diagrama de flujo.
	Símbolo utilizado para introducir los datos de entrada. Expresa lectura
	Símbolo utilizado para representar un proceso. En su interior se expresan asignaciones, operaciones aritméticas, cambios de valor de celdas en memoria, etc.
	Símbolo utilizado para representar una decisión. En su interior se almacena una condición, y dependiendo del resultado de la evaluación de esta se sigue por una de las ramas o caminos alternativos
	Símbolos utilizados para expresar la dirección del flujo del diagrama.
	Símbolo utilizado para representar la impresión de un resultado. Expresa escritura.
	Símbolo utilizado para expresar conexión dentro de una misma página.
	Símbolo utilizado para expresar conexión entre páginas diferentes
	Símbolo utilizado para expresar un módulo de un problema. En otras palabras, expresa que para continuar con el flujo normal del diagrama debemos primero resolver el subproblema que enuncia en su interior.

2.6.2 Elaboración de un diagrama de flujo

De manera simple, Villanueva Hernández y Baca Pumarejo (2019, pp. 92-93) establecen los siguientes lineamientos normativos para la elaboración de diagramas de flujo. Complementariamente, en la Figura 2.5 se ilustra la arquitectura básica y los elementos estructurales que rigen la construcción de estos esquemas.

1. Todo diagrama debe tener inicio y fin.
2. Toda simbología debe estar conectada.
3. Los flujos de datos deben ir de arriba hacia abajo y de izquierda a derecha, no utilizar diagonales ni verticales. No deben cruzarse.
4. Utilice tantos conectores como sea necesario.
5. Puede utilizar cualquier tipo de decisión o condición un rombo o un triángulo. Cualquiera de los dos tiene una entrada y dos salidas (verdadero o falso).
6. Dentro de la figura debemos escribir información lo más explícita posible, pero también lo más implícita posible y unívoca.
7. Nunca se debe dejar de considerar alguna, aunque no sea probable que suceda.

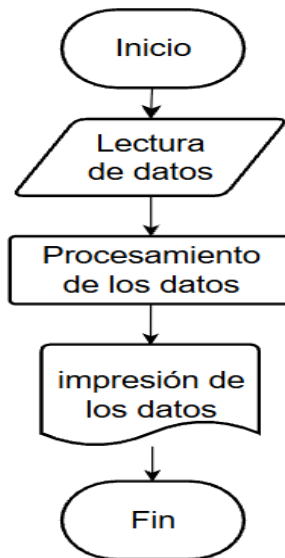


Figura 2.5 arquitectura básica de un diagrama de Flujo. Fuente: autoría Propia.

2.7 Estado del Arte

Para la elaboración del presente trabajo se revisaron múltiples fuentes de información, tanto de origen nacional como internacional, dichas fuentes llevaron a cabo proyectos haciendo uso de metodologías similares a la que se detalla en esta tesis, en términos generales, emplean la dinámica de sistemas y métodos de pronóstico aplicados al sector eléctrico los cuales se detallan en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Estado del arte (autoría propia)

Nombre y año de publicación del artículo	Autore(s)	Objetivo	Técnica	Resultados
1) Dinámica de sistemas para modelar la expansión de la transmisión eléctrica bajo distintos escenarios de transición energética (2023).	Juana De Zubiría Arango	Identificar los posibles comportamientos de la expansión de la transmisión eléctrica en el largo plazo, bajo distintos escenarios de transición energética a energías renovables de varios países.	Dinámica de sistemas	Se demuestran que factores tiene un mayor peso para planificar de manera más correcta la expansión de la infraestructura de las redes eléctricas para cada país analizado.
2) System dynamics model for analysis of demand response on incorporating autoswitch in the Colombian electrical sector (2024).	Miguel Niño Zambrano, Carlos Alberto Cobos Lozada, Martha Eliana Mendoza Becerra, Hugo Armando Ordóñez Erazo, Rodolfo García Sierra	Evaluar las políticas de Respuesta a la Demanda y auto conmutación para usuarios finales.	Dinámica de sistemas, Pronósticos de demanda	Los resultados de la simulación muestran una reducción de la tarifa energética entre el 11% y el 14% para 2033.
3) The System Dynamics of Electricity Demand-Supply Gap in Sudan: The Socio-Economic Impacts and Integrated Modelling Approach (2019).	Nedal Sayed Ebnouf	Evaluar la brecha entre la oferta y la demanda de electricidad y su impacto sobre el desarrollo socioeconómico de los medios de vida de la capital, Jartum, Sudán.	Dinámica de sistemas, Comparación de datos históricos	El estudio arroja como resultado que es necesario adoptar generación de energías renovables para asegurar el correcto suministro de la electricidad y así poder reducir el precio de la energía.
4) Modelos de series temporales para pronóstico de la demanda eléctrica del sector de explotación de minas y canteras en Colombia (2021).	María Dámela Marino, Adriana Arango, Laura Lotero, Maritza Jiménez.	Pronosticar de la demanda eléctrica del sector de explotación de minas y canteras para la toma de decisiones estratégicas para el sector eléctrico en Colombia.	Series de tiempo Pronostico mediante media móvil suavizamiento Holt Winters.	Se detecto que cualquiera de los métodos utilizados en el estudio es aptos para ser utilizados ya que brindan una precisión similar con un error de 3 % cada uno contra los datos reales.

5) Predicción de la Demanda de Energía Eléctrica Usando Modelos de Inteligencia Artificial para Series Temporales (2023)	Anderson Sebastián Torres Sánchez	Desarrollar y comparar modelos de predicción de la demanda de energía eléctrica en Antioquia, usando métodos de inteligencia artificial para el manejo de series temporales, obteniendo un mejor desempeño en la predicción que contribuya a una gestión eficiente y sostenible del suministro eléctrico.	Series de tiempo Pronostico mediante media móvil Regresión lineal simple Redes neuronales.	Se logro obtener un buen modelo de pronóstico con ayuda de las redes neuronales debido a que se entrenó con los datos obtenidos por lo metros de pronósticos tradicionales de series de tiempo, promedio móvil y regresión lineal.
6) Métodos basados en los modelos ARIMA estacional y Holt-Winters para la previsión de la demanda eléctrica a ultracorto plazo (2025)	Ian Oswaldo Anaguano Pérez, Fernando Francisco Sandoya Sánchez	Pronosticar la demanda eléctrica del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI) usando modelos en series de tiempo con un horizonte temporal de previsión de 24 horas.	Series de tiempo, Método Holt-Winters, Método ARIMA estacional	Se comprobó que para pronósticos a corto plazo el método SARIMA y el de Holt-Winters son sumamente eficientes y no requieren de una cantidad grande de datos teniendo ambos un error de 2.5% contra los datos reales.
7) Simulation of demand growth scenarios in the Colombian electricity market: An integration of system dynamics and dynamic systems (2018).	José Morcillo, Carlos Franco, Fabiola Angulo	Construir un modelo que permita analizar la estacionalidad e incertidumbre del crecimiento de la demanda eléctrica en Colombia.	Dinámica de sistemas	Mediante el modelo de simulación se demostró que Colombia necesita incrementar su capacidad eléctrica instala antes del año 2019 de lo contrario sufrirá de apagones o tendrá que racionar el suministro eléctrico.
8) Application of system dynamics approach in electricity sector modelling: A review (2016).	Salman Ahmad, Razman Tahar, Firdaus Muhammad-Sukki, Abu Bakar Munir, Ruzairi Abdul Rahim	Destacar la contribución de la dinámica de sistemas a la modelización del sector eléctrico	Dinámica de sistemas	Con el modelo de simulación se demostró que las políticas aplicadas al sector eléctrico pueden ser cruciales para mejorar o debilitar el sistema de energía de un país.

9) Urban long term electricity demand forecast method based on system dynamics of the new economic normal: The case of Tianjin (2017).	Yongxiu He, Jie Jiao, Qian Chen, Sifan Ge, Yan Chang, Yang Xu	Elaborar un nuevo modelo de previsión de la demanda de electricidad urbana.	Dinámica de Sistemas	Se obtuvo un modelo que logra pronosticar la demanda eléctrica estableciendo relaciones que tiene la demanda eléctrica con factores clave de China.
10) Modelación dinámica de la oferta-demanda de una micro red-eléctrica. (2014)	Cabrera Tacuri, Andrés Eulalio, Cueva Camacho, Hugo Xavier	Proponer un modelo dinámico que sea capaz de pronosticar la demanda de energía que tendría una micro red fotovoltaica.	Dinámica de Sistemas	El modelo fue capaz de pronosticar la demanda que tendría la red eléctrica fotovoltaica, considerando los factores que influyen en la generación de electricidad correspondientes al sistema.

El análisis de la literatura reciente permite concluir que el modelado de sistemas eléctricos ha evolucionado desde enfoques puramente estadísticos hacia marcos integradores que consideran la complejidad sistémica. A partir de los estudios revisados, se identifican dos pilares que fundamentan la relevancia del presente proyecto:

1. Sinergia entre Dinámica de Sistemas y Datos Históricos: Se ha demostrado que, mientras los modelos de series de tiempo (como ARIMA o suavizamiento Holt-Winters) ofrecen una alta precisión en horizontes de corto plazo con márgenes de error cercanos al 2.5% , la Dinámica de Sistemas es superior para capturar los comportamientos de largo plazo y la retroalimentación de variables socioeconómicas. La integración de ambas técnicas, propuesta en esta investigación, permite validar la estructura del modelo con datos históricos, garantizando proyecciones robustas ante cambios particulares en cada región del Sistema eléctrico Nacional.
2. Multicausalidad en el Pronóstico de la Demanda: El estado del arte subraya que la demanda eléctrica no es un fenómeno aislado, sino una variable dependiente de factores clave como el PIB, la dinámica poblacional y la estacionalidad climática. Los estudios analizados confirman que el uso de DS facilita la simulación de escenarios donde estos factores interactúan, permitiendo identificar qué variables tienen un mayor peso relativo que pueden brindar ayuda en la planificación de la infraestructura eléctrica regional.

En definitiva, la presente investigación se posiciona como una solución metodológica integral que no solo pronostica valores numéricos mediante regresiones o promedios móviles, sino que explica las causas estructurales del crecimiento de la demanda en las distintas regiones de control de México. Esto resulta crucial para evitar vulnerabilidades operativas en el suministro eléctrico nacional.

Capítulo 3.

Metodología y desarrollo

A continuación, se detalla el marco metodológico diseñado para el cumplimiento de los objetivos de la presente investigación. Este enfoque integra de manera sistémica el análisis y evaluación de la demanda eléctrica en México, fundamentándose en las etapas de identificación de variables y establecimiento de relaciones, así como en la construcción del modelo de simulación propio de la Dinámica de Sistemas. Para ello se propone la siguiente metodología que hace uso de herramientas de ingeniería industrial como la dinámica de sistemas y técnicas estadísticas:

1. Análisis y elección de las variables más importantes para la demanda de electricidad en México.
2. Definición de las variables clave para el modelo de predicción de la demanda.
3. Desarrollo del diagrama causal de la demanda de energía eléctrica.
4. Identificación de los parámetros relevantes para el modelo de pronósticos.
5. Elaboración del modelo de pronósticos para el análisis de las variables críticas en la demanda de electricidad.
6. Validación del modelo de pronósticos.
7. Análisis del impacto que cada variable crítica tiene en la demanda de electricidad.
8. Análisis de sensibilidad que permita identificar brechas entre la demanda proyectada y la capacidad instalada de generación, bajo diversos escenarios de incertidumbre en la demanda de energía eléctrica para cada región.
9. Presentación de resultados.

En la Figura 3.1 se ilustra, mediante un diagrama de flujo, la ruta metodológica diseñada para el desarrollo del presente proyecto. Este esquema detalla la secuencia de etapas y procedimientos técnicos que rigen la investigación.

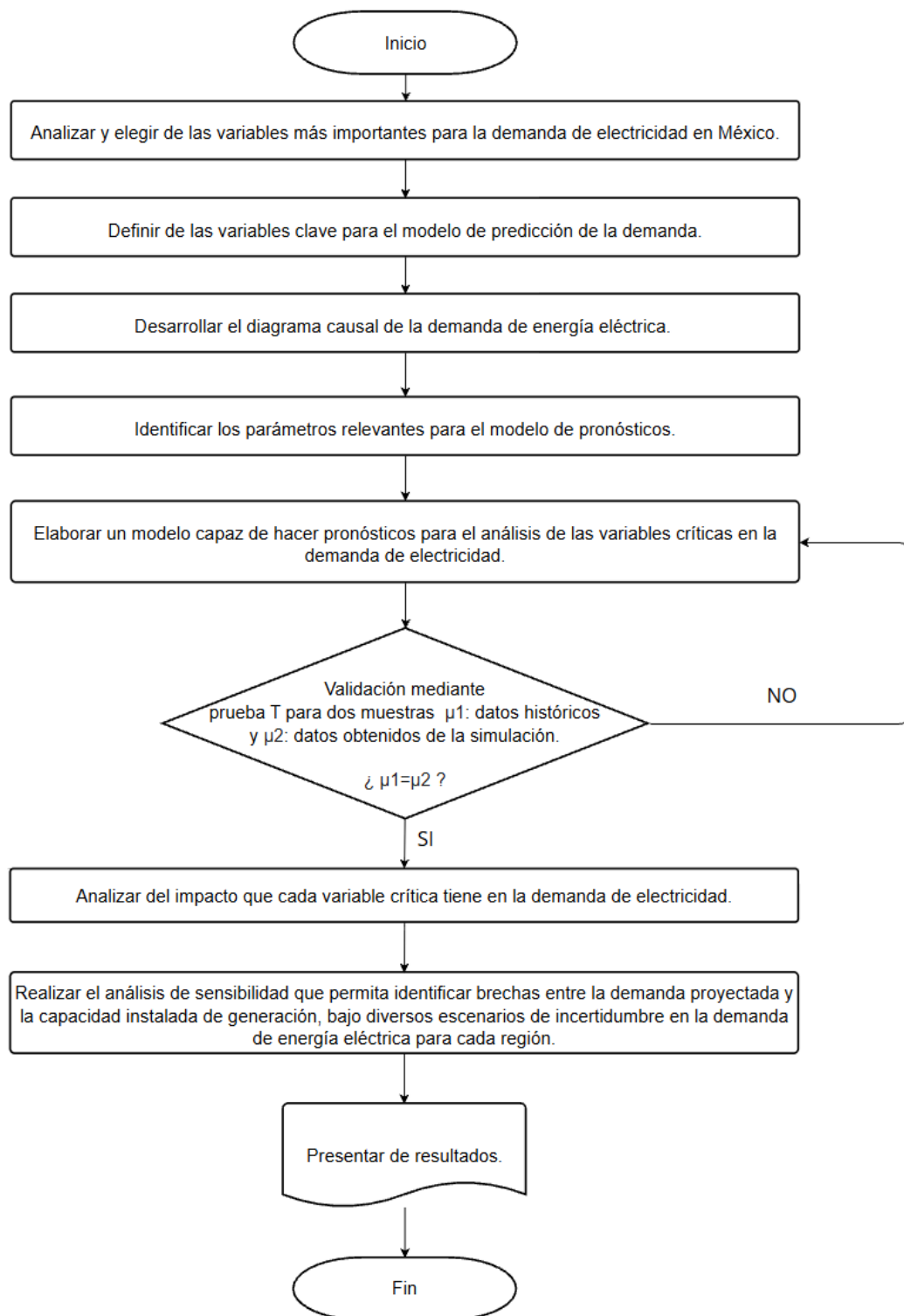


Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología a usar en el proyecto. Fuente: Autoría propia

3.1 Análisis de los factores de la demanda eléctrica en México

La demanda eléctrica está sujeta a diversos factores y estos cambian de acuerdo con la cultura y necesidades de cada país. Como se mencionó en el capítulo 1, en México el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se divide en nueve gerencias las cuales se encargan de la generación y el suministro de la electricidad; a los usuarios finales, por lo tanto, cada región gerencial tiene sus propias necesidades. No obstante, la Secretaría de Energía (SENER) identifica los siguientes elementos como los más relevantes para el SEN:

- Crecimiento económico
- Crecimiento poblacional
- Temperatura
- Precio de combustibles
- Precio de la energía eléctrica
- Pérdidas de energía eléctrica
- Eficiencia energética
- Generación distribuida
- Electromovilidad
- Estructura de consumo final eléctrico

Analizando individualmente cada uno de dichos factores, se detectó que la información disponible para algunos es muy escasa, Debido a esta limitación técnica se estableció un criterio de inclusión basado en la suficiencia de datos históricos, En consecuencia, para el desarrollo de este proyecto solo se considerarán las siguientes variables:

- Crecimiento económico
- Crecimiento poblacional
- Temperatura
- Precio de la energía eléctrica

3.2 Desarrollo del diagrama causal

Para cumplir con el objetivo del proyecto se desarrollará un modelo de pronóstico de demanda eléctrica basado en la metodología de dinámica de sistemas. El primer paso de esta herramienta es el desarrollo del Diagrama Causal (DC), el cual permite visualizar y analizar las influencias recíprocas entre las variables del sistema.

Una vez que se tienen claras cuáles serán las variables clave para el modelo, se deben clasificar en variables endógenas y exógenas para posteriormente definir la relación que existe entre ellas y así poder identificar bucles de retroalimentación (positivos o negativos) que rigen el comportamiento del modelo. A continuación, se describe con precisión cada uno de los elementos que conforman el diagrama causal propuesto:

3.2.1 Variables exógenas

Las variables exógenas son aquellas que no dependen de la demanda eléctrica o dicho de otra manera que no son controladas por la demanda a continuación de se presentan:

- **Crecimiento económico:** Se refiere como la variación mensual del Producto Interno Bruto (PIB), expresado en millones de pesos. Esta variable es el resultado de agregados macroeconómicos fundamentales, tales como el consumo privado, la inversión extranjera directa, el gasto público y las exportaciones netas. Para efectos de este modelo, se considera al PIB como una variable exógena determinante de la demanda eléctrica; es decir, se analiza cómo el dinamismo económico impulsa el consumo energético.
- **Crecimiento poblacional:** Se refiere a la variación en el número de habitantes dentro de un territorio determinado durante un periodo anual. Esta variable está sujeta a la dinámica demográfica, la cual integra factores de natalidad, mortalidad y saldos migratorios (inmigración y emigración). En el contexto de la presente investigación, el comportamiento poblacional se considera una variable independiente y exógena, asumiendo que sus fluctuaciones no presentan una dependencia funcional respecto a la demanda de energía eléctrica.

- **Temperatura:** Se refiere como el valor promedio mensual de la temperatura ambiente, expresado en grados Celsius ($^{\circ}\text{C}$) para una región determinada. Su magnitud está condicionada por la interacción de factores geográficos y meteorológicos, tales como la latitud, la altitud, el relieve, las corrientes marinas y diversos fenómenos climatológicos. Al tratarse de una variable física de origen atmosférico, se considera un factor exógeno independiente de la demanda de energía eléctrica, aunque actúa como uno de sus principales determinantes.

3.2.2 Variables endógenas

Las variables endógenas son aquellas que si pueden ser controladas de manera directa o indirecta por la demanda eléctrica.

- **Precio de la energía eléctrica:** Representa el valor promedio nacional de venta por Kilowatts-hora (kWh). Esta variable mantiene una correlación directa con los costos de los combustibles utilizados en los procesos de generación. Asimismo, el precio final experimenta cambios derivadas de la interacción entre la oferta y la demanda de energía eléctrica.

3.2.3 Diagrama causal

Después de haber definido las variables que serán parte del modelo de pronóstico de demanda, se procedió a establecer las relaciones de causalidad que las vinculan de manera empírica. Este comportamiento se muestra gráficamente en el diagrama causal de la Figura 3.2.

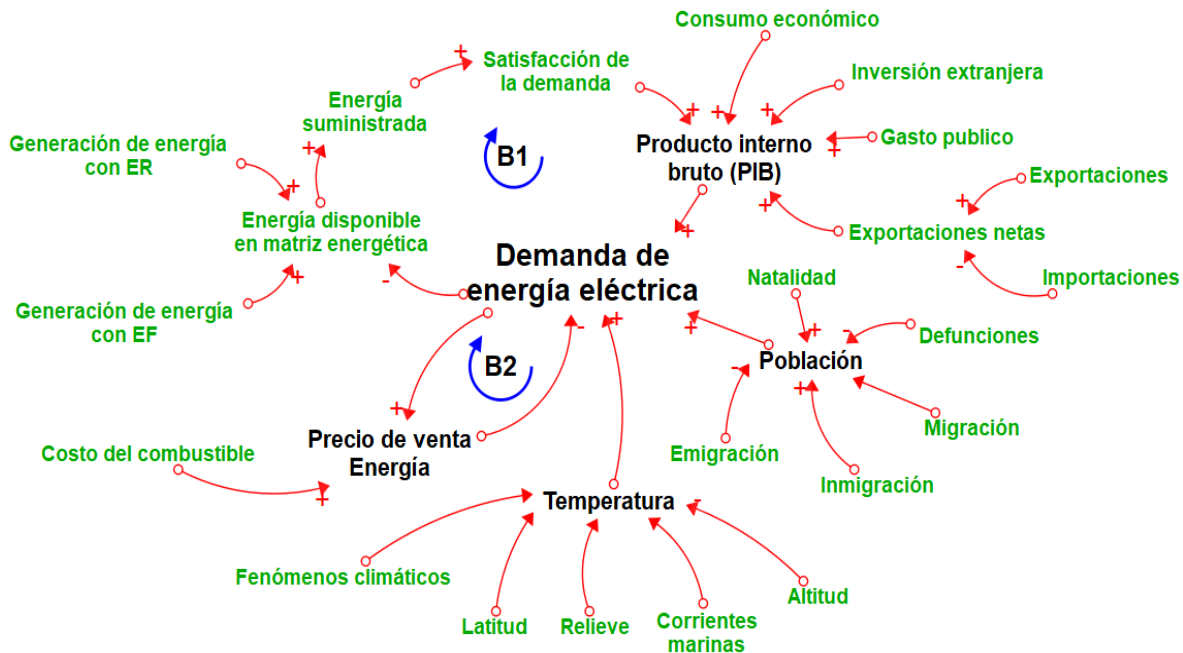


Figura 3.2 Diagrama causal de la demanda eléctrica en México. Fuente: Autoría Propia.

Como se observa en el diagrama causal se tienen dos bucles de balance, a continuación, se detalla la lógica de las interacciones del diagrama:

Ciclo de Satisfacción y Crecimiento Económico (B1): En el bucle de balance (B1), el PIB tiene una relación positiva con la demanda eléctrica, puesto que si aumenta el PIB representa un mayor nivel de producción industrial y comercial que exige un incremento en el consumo energético. Esta dinámica impacta de manera inversa a la disponibilidad de energía en la matriz: a menor demanda, más energía disponible habrá en la matriz. Finalmente, una satisfacción elevada o del 100% en el suministro eléctrico mejora la competitividad regional y atrae inversiones, lo que se traduce en un incremento del PIB, cerrando este ciclo de retroalimentación.

Dinámica de Precios y Demanda (B2): La demanda de energía eléctrica se ve afectada de manera inversa por el precio de venta. Bajo esta lógica, incrementar las tarifas del servicio desincentiva el consumo, provocando una reducción en la demanda. Por el contrario, precios bajos estimulan un mayor uso de energía. Asimismo, en el modelo se considera que el precio está sujeto a la ley de oferta y demanda: una demanda elevada causa aumentos en el precio,

mientras que una baja demanda tiende a reducirlo, cerrando así el bucle de balance (B2) que estabiliza el mercado.

Influencia de la Temperatura y la Población: Factores como la temperatura y la población afectan a la demanda de manera positiva. En el contexto mexicano, las altas temperaturas incrementan el uso de sistemas de refrigeración, elevando la carga eléctrica. Respecto a la población, existe una correlación natural: a mayor número de usuarios finales, mayor es la cantidad de electricidad requerida.

3.3 Diagrama de Forrester

La siguiente etapa de la metodología consiste en transformar lo planteado en el diagrama causal a un diagrama de Forrester. Este paso se llevó a cabo mediante el software STELLA ARCHITECT, donde se desarrollaron los submodelos estructurales que integran el modelo central de la investigación.

3.3.1 Parámetros iniciales

Para la implementación del modelo de simulación en el software Stella Architect, se definieron los parámetros temporales que rigen la arquitectura del pronóstico. Dado que los datos históricos de las variables presentan una periodicidad mensual, se estableció el **mes** como la unidad de tiempo base. Asimismo, se configuró un horizonte de simulación compuesto por siete años de datos históricos para la calibración, seguidos de un periodo prospectivo de quince años. Las especificaciones técnicas de esta configuración se detallan en la Figura 3.3.

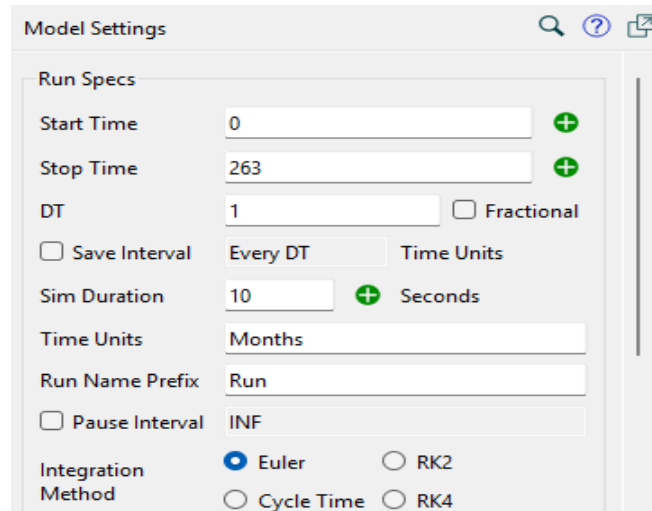


Figura 3.3 parámetros del horizonte de simulación. Fuente: autoría propia.

3.3.2 Modelo de pronóstico del precio del Kilowatt-Hora (KW-H) en Pesos

Para pronosticar el precio del kilowatt hora en pesos mexicanos se estimó la ecuación de tendencia (Ecuación 3.1) mediante un análisis de series de tiempo con descomposición aditiva estacional. Este procedimiento se realizó en el software Minitab, utilizando los datos mensuales publicados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en el periodo comprendido entre enero de 2017 y diciembre de 2023. Los resultados de este análisis se presentan en la Figura 3.4

Ecuación de tendencia ajustada		Índices estacionales	
Yt = 1.43032 + 0.005011×t		Período	Índice
Medidas de exactitud		1	-0.0000446
MAPE	2.14235	2	0.0001013
MAD	0.03547	3	0.0001499
MSD	0.00168	4	0.0001152
		5	0.0003513
		6	0.0004138
		7	0.0002402
		8	-0.0000932
		9	-0.0003432
		10	-0.0003432
		11	-0.0002668
		12	-0.0002807

Figura 3.4 Ecuación de tendencia, índices estacionales y medidas de exactitud para el precio del KW-h en pesos mexicanos. Fuente: autoría Propia.

$$\$KW/h = 1.43032 + 0.005011 * tiempo + indice estacional \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Tras la obtención de la ecuación de tendencia, se desarrolló el modelo de pronóstico, como se muestra en la Figura 3.5. Este incluye un módulo diseñado para la evaluación de escenarios alternativos, permitiendo proyecciones más allá de la tendencia histórica de la variable. Una vez estructurada la arquitectura del modelo, se realizó una fase de validación mediante una corrida de prueba, cuyos resultados obtenidos se contrastan con los datos históricos en la Figura 3.6, donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea punteada roja corresponde a los datos históricos reales del precio del kWh.

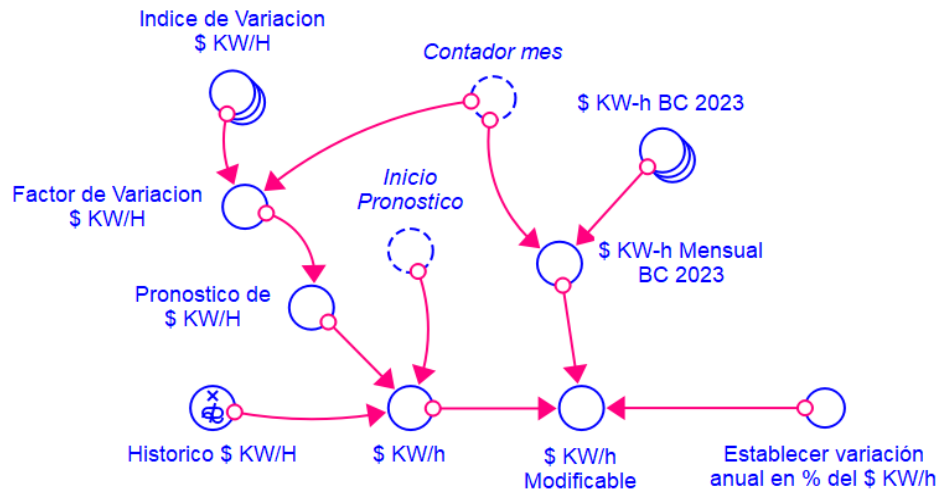


Figura 3.5 Modelo de pronóstico para el precio del KW-h en pesos mexicanos. Fuente: Autoría propia.

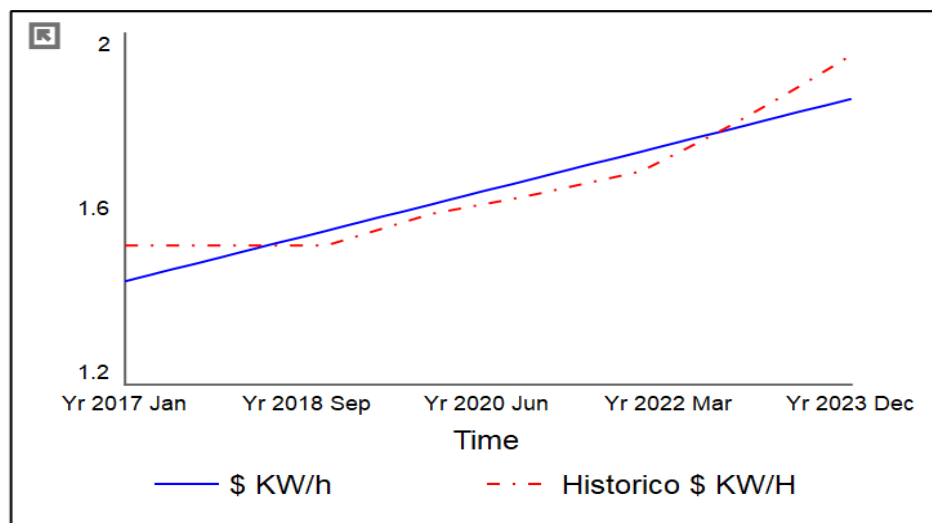


Figura 3.6 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales del precio del KW-h en pesos mexicanos. Fuente: Autoría propia.

Si bien en la Figura 3.6 se aprecian desviaciones entre el pronóstico y los datos históricos, la validez del modelo se confirmó estadísticamente mediante una prueba t para dos muestras con un nivel de 5% de significancia. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 3.7 arrojaron un valor p de 1.0 el cual es mayor al nivel de significación ($\alpha = 0.05$). Se concluye que no existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos reales y los datos obtenidos por el modelo de pronóstico. Por lo tanto, el modelo se considera validado para fines de simulación.

Prueba		
Hipótesis nula	$H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$	
Hipótesis alterna	$H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$	
Valor T	GL	Valor p
-0.00	165	1.000

Figura 3.7 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para el precio del KW-h en pesos mexicanos. Fuente: Autoría propia.

3.3.3 Modelo de pronóstico de la demanda de energía eléctrica en Baja California

Para poder obtener un modelo que sea capaz de proyectar la demanda de energía eléctrica en Baja California, resulto indispensable diseñar submodelos de pronóstico para las variables exógenas y endógenas que integran el sistema.

3.3.3.1 Modelo de pronóstico para la temperatura en grados Celsius para Baja California

El desarrollo del submodelo de pronóstico para la temperatura requiere estimar la ecuación de tendencia (Ecuación 3.2) mediante un análisis de series de tiempo con descomposición aditiva estacional. Este procedimiento se realizó en el software Minitab, utilizando los datos mensuales publicados por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) durante el periodo comprendido entre enero de 2017 y diciembre de 2023. Los resultados derivados de este análisis se presentan en la Figura 3.8.

Índices estacionales	
Período	Índice
1	-6.25208
2	-6.02708
3	-4.91042
4	-1.63542
5	0.64583
6	4.11875
7	6.96250
8	8.01875
9	6.34792
10	2.01875
11	-3.04583
12	-6.24167

Ecuación de tendencia ajustada	
$Y_t = 21.578 - 0.02836 \times t$	

Medidas de exactitud	
MAPE	4.68077
MAD	0.90434
MSD	1.34094

Figura 3.8 Ecuación de tendencia, índices estacionales y medidas de exactitud para la temperatura mensual en grados Celsius para Baja California. Fuente: Autoría Propia.

$$Temperatura_{BC} = 21.578 - 0.02836 * tiempo + indice\ estacional \quad \text{Ecuación 3.2}$$

A partir de la ecuación tendencia, se desarrolló el modelo de pronóstico para la variable temperatura como se muestra en la Figura 3.9. Este incorpora un módulo diseñado para la evaluación de escenarios alternativos, extendiendo la capacidad predictiva más allá comportamiento histórico observado de la variable. Posteriormente a la estructuración del modelo, se procede a validarlo mediante una simulación de prueba, cuyos resultados se contrastan con los datos históricos en la Figura 3.10, donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea punteada roja corresponde a los datos históricos reales de la temperatura.

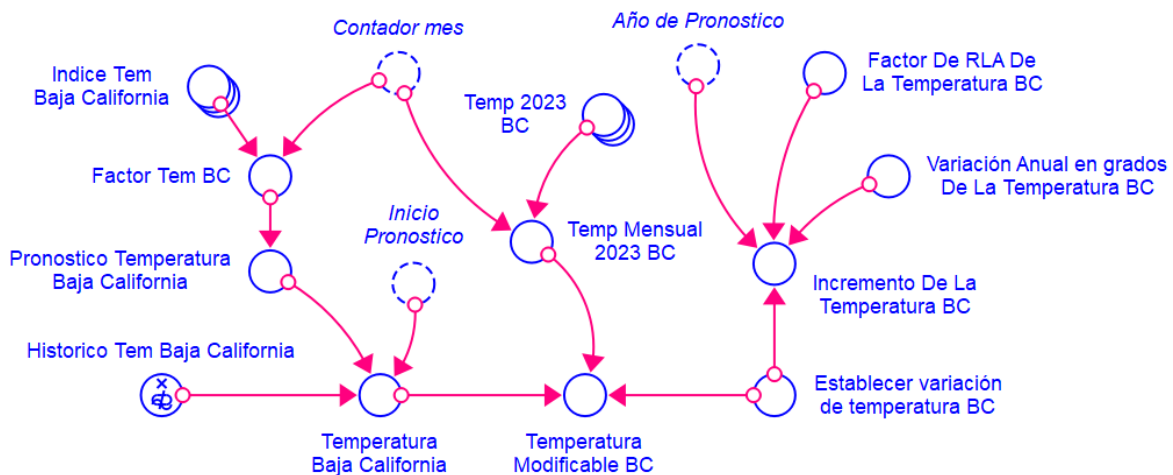


Figura 3.9 Modelo de pronóstico para la temperatura en Baja California. Fuente: Autoría propia.

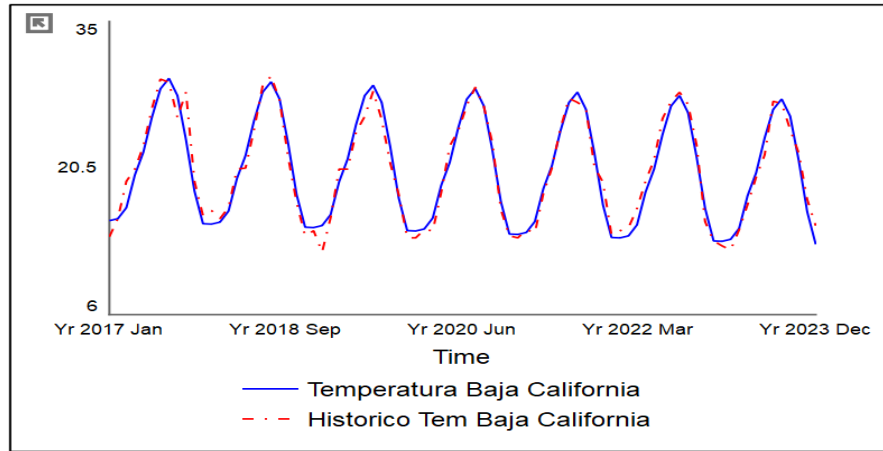


Figura 3.10 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales la temperatura promedio mensual en Baja California. Fuente: Autoría propia.

Como se observa en la Figura 3.10 el modelo presenta un ajuste preciso a los datos históricos. No obstante, para otorgar rigor científico a la validación, se realizó una prueba t para dos muestras con un nivel de significancia del 5%. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 3.11 arrojan un valor p de 1.0 el cual es mayor al nivel de significación ($\alpha = 0.05$), confirmando que no existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos reales y las proyecciones del modelo de pronóstico. Por lo tanto, el modelo se considera plenamente validado para fines de simulación.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
-0.00	165	1.000

Figura 3.11 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la temperatura en Baja California. Fuente: Autoría propia.

3.3.3.2 Modelo de pronóstico para la población en Baja California

En este submodelo de pronóstico se obtuvo la ecuación de tendencia para la población (Ecuación 3.3) mediante un análisis de series de tiempo con descomposición aditiva estacional. Este procedimiento se realizó en el software Minitab, utilizando los datos mensuales publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) durante el periodo comprendido entre enero de 2017 y diciembre de 2023. Los resultados de este análisis se presentan en la Figura 3.12.

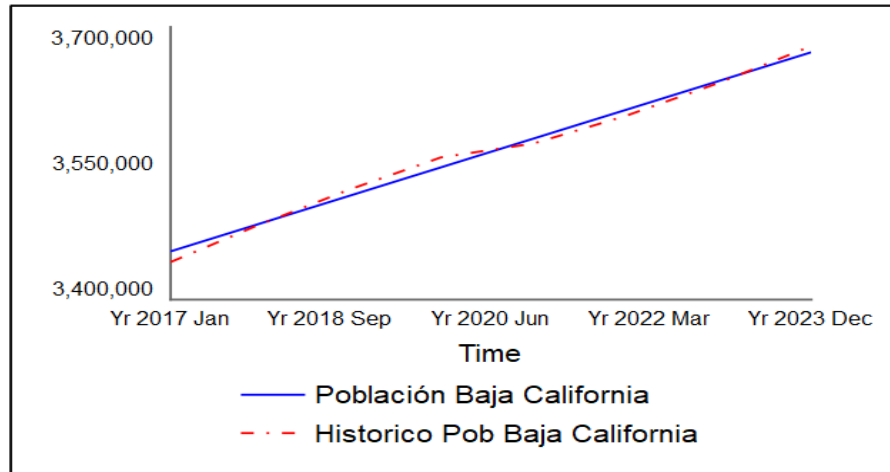


Figura 3.14 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la población en Baja California. Fuente: Autoría propia.

Como se aprecia en la Figura 3.14, el modelo de pronóstico se ajusta satisfactoriamente a los datos históricos. No obstante, con el fin de otorgar rigor científico a la validación, se realizó una prueba t para dos muestras con un 5% de significancia. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 3.15, arrojan un valor p de 1.0 el cual es mayor al nivel de significación ($\alpha = 0.05$), confirmando que no existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos reales y las proyecciones del modelo. Por lo tanto, el modelo se considera plenamente validado para fines de simulación.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
0.00	165	1.000

Figura 3.15 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la población en Baja California. Fuente: Autoría propia.

3.3.3.3 Modelo de pronóstico para el PIB en millones de pesos para Baja California

Para este submodelo, se empleó una técnica de promedio móvil integrada con índices estacionales para mejorar la precisión del pronóstico, dichos índices se obtuvieron mediante un análisis de series de tiempo por descomposición aditiva estacional presentados en la Figura 3.12. El procedimiento se realizó en el software Minitab, utilizando registros mensuales publicados por el Gobierno de México en el periodo de enero de 2017 a diciembre de 2023. Como resultado de esta integración, se obtuvo la ecuación 3.4.

Medidas de exactitud		Índices estacionales	
		Período	Índice
MAPE	7.21525E+00	1	-5338.60
MAD	7.41305E+04	2	-2843.17
MSD	1.06912E+10	3	-477.86
		4	-121.93
		5	2063.54
		6	3650.11
		7	6703.81
		8	4109.63
		9	1758.48
		10	-408.81
		11	-2291.15
		12	-6804.05

Figura 3.16 Índices estacionales y medidas de exactitud para el PIB en millones de pesos mexicanos en Baja California. Fuente: Autoría Propia.

$$PIB_{BC} = (FORCST(PIB \text{ Anterior BC}, (TIME + 1), 1)) + \text{índice estacional}$$

Ecuación 3.4

Utilizando los índices estacionales y la función FORCST de Stella Architect para generar el promedio móvil, se desarrolló el submodelo de pronóstico para el PIB como se observa en la Figura 3.17. Esta estructura incorpora un módulo de análisis de sensibilidad que permite la evaluación de escenarios alternativos, extendiendo la capacidad predictiva más allá del comportamiento histórico observado. Una vez estructurado el modelo, se procedió a validarlo con una corrida de prueba, cuyos resultados se contrastan con los datos históricos en la Figura 3.18, donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea roja punteada corresponde a los datos reales.

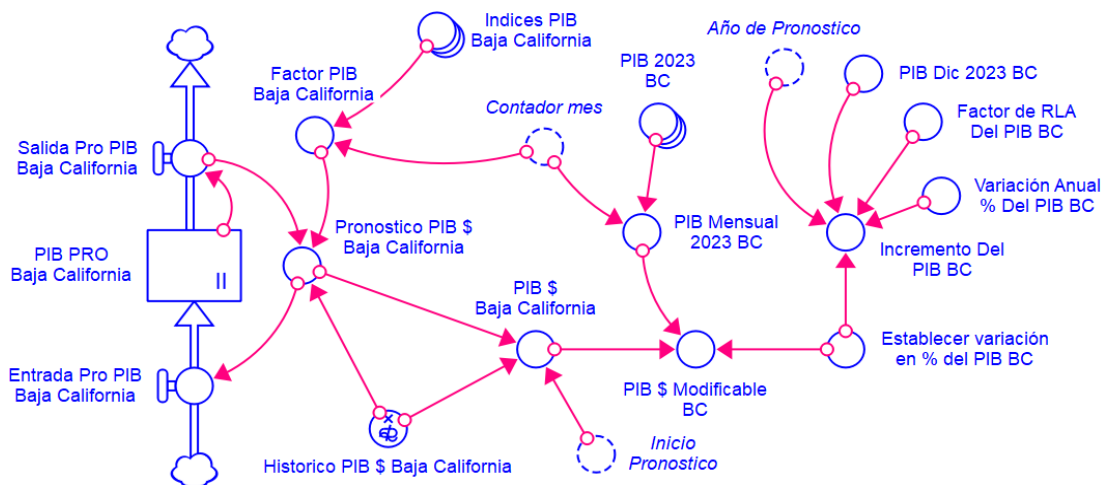


Figura 3.17 Modelo de pronóstico para el PIB en millones de pesos mexicanos en Baja California. Fuente: Autoría propia.

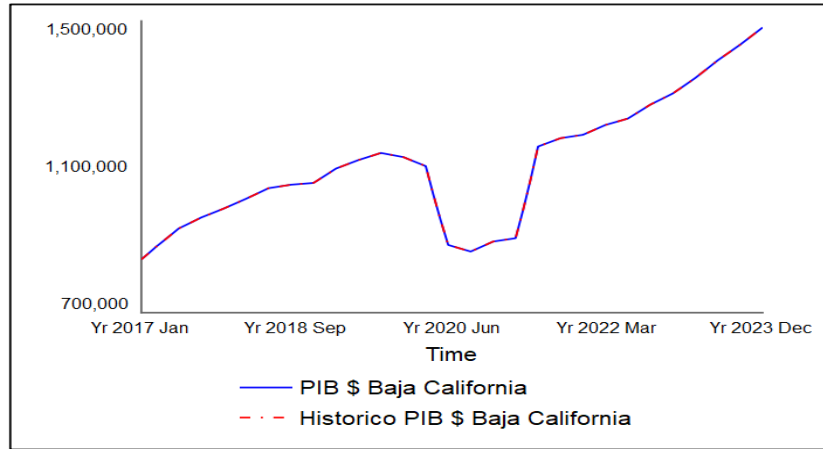


Figura 3.18 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales del PIB en millones de pesos mexicanos en Baja California. Fuente: Autoría propia.

Como se observa en la gráfica de la Figura 3.18 el modelo tiene un ajuste preciso respecto a los datos reales. No obstante, se realizó la validación estadística mediante una prueba t para dos muestras con un nivel de significancia del 5%. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 3.19, arrojan un valor p de 1.0. Al ser este resultado superior al nivel de significancia ($\alpha=0.05$), se concluye que no existen diferencias estadísticas significativas entre los datos históricos y las proyecciones, validando así el submodelo para su integración final.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
0.00	166	1.000

Figura 3.19 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras del PIB en millones de pesos mexicanos en Baja California. Fuente: Autoría propia.

3.3.3.4 Modelo de pronóstico de la demanda de electricidad en Giga Watts para Baja California

Una vez con todos los submodelos individuales, se procedió a diseñar el modelo para pronosticar la demanda eléctrica en Baja California. Este modelo se fundamenta en una

ecuación de regresión lineal múltiple (Ecuación 3.5), cuyos coeficientes y significancia fueron determinados mediante el software Minitab (Figura 3.20). En dicha ecuación, la demanda actúa como variable dependiente, mientras que el PIB, el precio del kW-h, la población y la temperatura se integran como las variables independientes clave para las proyecciones la cual presenta un coeficiente de determinación ajustado (R^2 ajustado) del 86.81%.

Resumen del modelo

S	R-cuad.	R-cuad. (ajustado)	R-cuad. (pred)
107.416	87.44%	86.81%	85.74%

Coeficientes

Término	Coef	EE del coef.	Valor T	Valor p	FIV
Constante	-7369	1527	-4.82	0.000	
Historico Tem Baja California	49.65	2.24	22.19	0.000	1.01
Historico Pob Baja California	0.002242	0.000539	4.16	0.000	8.73
Historico PIB \$ Baja California	-0.000064	0.000128	-0.50	0.622	3.35
Historico \$ KW/H	-198	289	-0.69	0.495	10.00

Ecuación de regresión

$$\begin{aligned} \text{Historico Dem Baja California} = & -7369 + 49.65 \text{ Historico Tem Baja California} \\ & + 0.002242 \text{ Historico Pob Baja California} \\ & - 0.000064 \text{ Historico PIB \$ Baja California} \\ & - 198 \text{ Historico \$ KW/H} \end{aligned}$$

Figura 3.20 Ecuación de regresión, coeficientes y Resumen del modelo de regresión lineal múltiple para la demanda de electricidad en Baja California. Fuente: Autoría Propia.

$$\begin{aligned} Demanda_{BC} = & -7369 + 49.65 * Temperatura_{BC} + 0.002242 \\ & * Poblacion_{BC} - 0.000064 * PIB_{BC} - 198 * \$KWh \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

A partir de la ecuación de regresión lineal múltiple, se construyó el modelo de pronóstico, tal como se muestra en la Figura 3.21. Complementariamente, se desarrolló una variante del modelo orientada a la evaluación de escenarios de incertidumbre (Figura 3.22) En dicha versión, partiendo de la Ecuación 3.6 se integraron los incrementos de las variables de temperatura, PIB, población y del precio del kWh, derivando así en la ecuación 3.6.

$$\begin{aligned}
 Demanda\ Modificable_{BC} = & Demanda_{BC} + Incremento\ del\ \$\ KW/h_{BC} \\
 & + Incremento\ Del\ PIB_{BC} \\
 & + Incremento\ De\ La\ Temperatura_{BC} \\
 & + Incremento\ De\ La\ Población_{BC}
 \end{aligned}$$

Ecuación 3.6

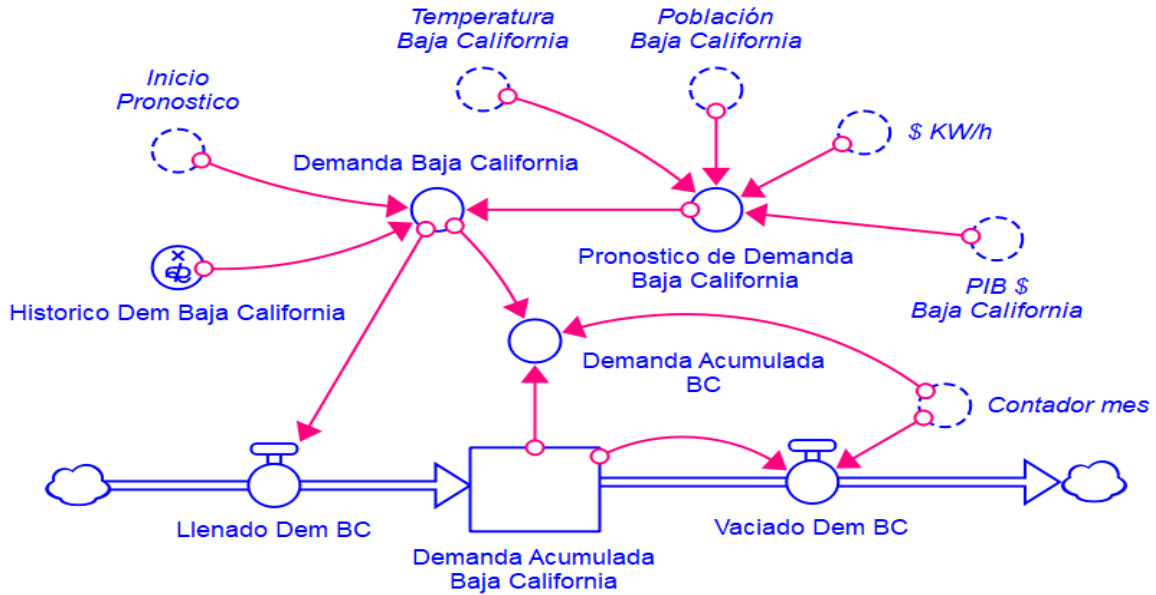


Figura 3.21 Modelo de pronóstico para la demanda de electricidad en Baja California. Fuente: Autoría propia.

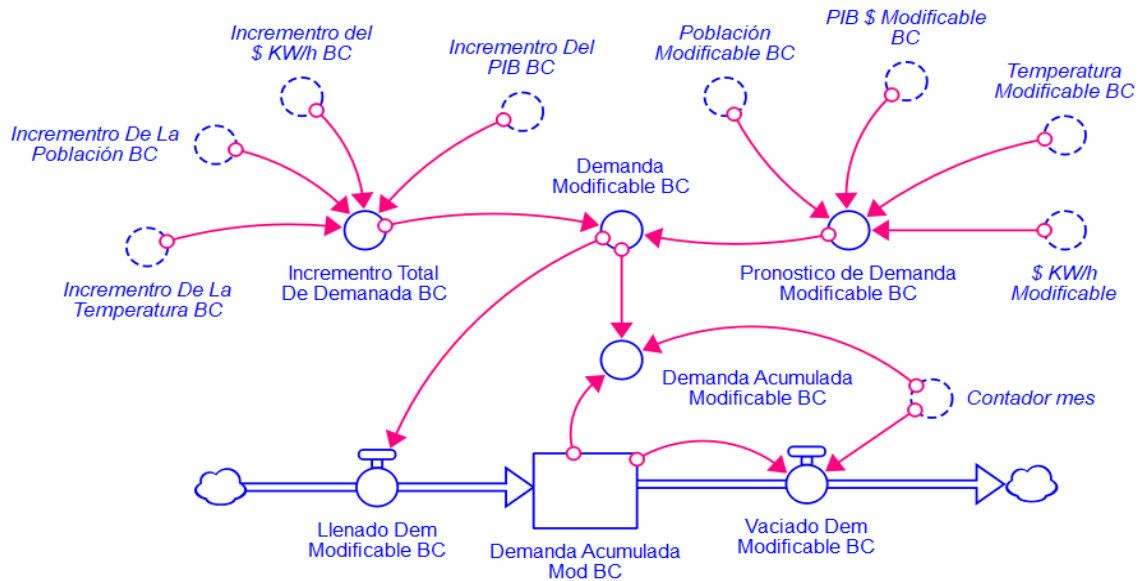


Figura 3.22 Modelo predictivo orientado al análisis de sensibilidad y su impacto en la demanda eléctrica regional. Fuente: Autoría propia.

3.3.4 Desarrollo de modelos de pronóstico regionales de SEN

Tras replicar el procedimiento metodológico descrito anteriormente para la región de Baja California Sur (BCS), se derivaron las ecuaciones de pronóstico correspondientes a las variables de temperatura (Ecuación 3.7), población (Ecuación 3.8), el PIB (Ecuación 3.9). Asimismo, se obtuvo la función de demanda de energía eléctrica (Ecuación 3.10) la cual presenta un coeficiente de determinación ajustado (R^2 ajustado) del 89.87% y la función de demanda orientada al análisis de sensibilidad y su impacto en la demanda eléctrica regional (Ecuación 3.11). Estas expresiones matemáticas se presentan a continuación:

$$Temperatura_{BCS} = 24.337 - 0.01224 * tiempo + indice estacional \quad \text{Ecuación 3.7}$$

$$Población_{BCS} = 699432 + 549.68 * tiempo + indice estacional \quad \text{Ecuación 3.8}$$

$$PIB_{BCS} = (FORCST(PIB Anterior BCS, (TIME + 1), 1)) + indice estacional \quad \text{Ecuación 3.9}$$

$$Demanda_{BCS} = -709 + 12.024 * Temperatura_{BCS} + 0.000658 * Poblacion_{BCS} - 0.000092 * PIB_{BCS} - 96.6 * \$KWh \quad \text{Ecuación 3.10}$$

$$\begin{aligned} Demanda Modificable_{BCS} = & Demanda_{BCS} \\ & + +Incremento del \$ KW/h_{BCS} + Incremento Del PIB_{BCS} \\ & + Incremento De La Temperatura_{BCS} \\ & + Incremento De La Población_{BCS} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Para la región Centro (CEN), se determinaron las ecuaciones de pronóstico relativas a la temperatura (Ecuación 3.12), población (Ecuación 3.13) y PIB (Ecuación 3.14). De igual manera, se obtuvo la función de demanda de energía eléctrica (Ecuación 3.15), la cual reporta un coeficiente de determinación ajustado (R^2 ajustado) del 76.55%. Finalmente, se derivó la función orientada al análisis de sensibilidad para la evaluación del impacto en la demanda eléctrica regional (Ecuación 3.16). Estas expresiones se presentan a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Temperatura}_{CEN} \\ = 19.697 + 0.00777 * \text{tiempo} + \text{indice estacional} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.12}$$

$$\text{Población}_{CEN} = 22701155 + 4721 * \text{tiempo} + \text{indice estacional} \quad \text{Ecuación 3.13}$$

$$\begin{aligned} \text{PIB}_{CEN} = (\text{FORCST}(\text{PIB Anterior CEN}, (\text{TIME} + 1), 1)) \\ + \text{indice estacional} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.14}$$

$$\begin{aligned} \text{Demanda}_{CEN} = -14379 + 69.7 * \text{Temperatura}_{CEN} + 0.000455 \\ * \text{Poblacion}_{CEN} - 0.000525 * \text{PIB}_{CEN} - 6231 \\ * \$KWh \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.15}$$

$$\begin{aligned} \text{Demanda Modificable}_{CEN} = \text{Demanda}_{CEN} \\ + \text{Incremento del } \$KW/h_{CEN} + \text{Incremento Del PIB}_{CEN} \\ + \text{Incremento De La Temperatura}_{CEN} \\ + \text{Incremento De La Población}_{CEN} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.16}$$

En la región Noreste (NES), se determinaron las ecuaciones de pronóstico para las variables de temperatura (Ecuación 3.17), población (Ecuación 3.18) y PIB (Ecuación 3.19). Para el modelado de la demanda de energía eléctrica, se segmentó el análisis en dos periodos: la Ecuación 3.20, que cubre la primera mitad del horizonte de pronóstico con un coeficiente de determinación ajustado (R^2 ajustado) del 75.21%, y la Ecuación 3.21, correspondiente a la segunda mitad, con un R^2 ajustado del 77.50%. Finalmente, se derivó la función orientada al análisis de sensibilidad para evaluar el impacto en la demanda eléctrica regional (Ecuación 3.22). Estas expresiones se detallan a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Temperatura}_{NES} \\ = 22.681 - 0.00119 * \text{tiempo} + \text{indice estacional} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.17}$$

$$Población_{NES} = 11173694 + 8041 * tiempo + indice estacional \quad \text{Ecuación 3.18}$$

$$PIB_{NES} = (FORCST(PIB Anterior NES, (TIME + 1), 1)) \\ + indice estacional \quad \text{Ecuación 3.19}$$

$$Demanda_{NES} = 11133 + 156.6 * Temperatura_{NES} - 0.00035 \\ * Poblacion_{NES} + 0.002976 * PIB_{NES} - 8333 * \$KWh \quad \text{Ecuación 3.20}$$

$$Demanda_{NES} = -51864 + 178.9 * Temperatura_{NES} - +0.00473 \\ * Poblacion_{NES} - 0.000212 * PIB_{NES} - 1103 * \$KWh \quad \text{Ecuación 3.21}$$

$$Demanda Modificable_{NES} = Demanda_{NES} \\ + +Incremento del \$ KW/h_{NES} + Incremento Del PIB_{NES} \\ + Incremento De La Temperatura_{NES} \\ + Incremento De La Población_{NES} \quad \text{Ecuación 3.22}$$

En lo que respecta a la región Noroeste (NOR), se determinaron las ecuaciones de pronóstico para las variables de temperatura (Ecuación 3.23), población (Ecuación 3.24) y PIB (Ecuación 3.25). Asimismo, se obtuvo la función de demanda de energía eléctrica (Ecuación 3.26), la cual reporta un coeficiente de determinación ajustado (R^2 ajustado) del 81.65% y, finalmente, se derivó la expresión orientada al análisis de sensibilidad para la evaluación del impacto en la demanda eléctrica regional (Ecuación 3.27). Dichos modelos matemáticos se presentan a continuación:

$$Temperatura_{NOR} \\ = 24.599 - 0.00469 * tiempo + indice estacional \quad \text{Ecuación 3.23}$$

$$Población_{NOR} = 5918363 + 3647.5 * tiempo + indice estacional \quad \text{Ecuación 3.24}$$

$$PIB_{NOR} = (FORCST(PIB \text{ Anterior } NOR, (TIME + 1), 1)) \\ + \text{ indice estacional}$$

Ecuación 3.25

$$Demanda_{NOR} = -9573 + 91.22 * Temperatura_{NOR} + 0.001533 \\ * Poblacion_{NOR} + 0.000012 * PIB_{NOR} + 56 * \$KWh$$

Ecuación 3.26

$$Demanda \text{ Modificable}_{NOR} = Demanda_{NOR} \\ + +Incremento \text{ del } \$ KW/h_{NOR} \\ + Incremento \text{ Del } PIB_{NOR} \\ + Incremento \text{ De La } Temperatura_{NOR} \\ + Incremento \text{ De La } Población_{NOR}$$

Ecuación 3.27

En lo que respecta a la región Norte (NTE), se determinaron las ecuaciones de pronóstico relativas a la temperatura (Ecuación 3.28), población (Ecuación 3.29) y PIB (Ecuación 3.30). En cuanto a la función de demanda de energía eléctrica (Ecuación 3.31), se obtuvo un coeficiente de determinación ajustado (R^2 ajustado) del 74.48%. Por último, se derivó la expresión orientada al análisis de sensibilidad para la evaluación del impacto en la demanda eléctrica regional (Ecuación 3.32). Estos modelos matemáticos se presentan a continuación:

$$Temperatura_{NTE} \\ = 19.474 + 0.00441 * tiempo + indice estacional$$

Ecuación 3.28

$$Población_{NTE} = 6908507 + 4828.3 * tiempo + indice estacional$$

Ecuación 3.29

$$PIB_{NTE} = (FORCST(PIB \text{ Anterior } NTE, (TIME + 1), 1)) \\ + indice estacional$$

Ecuación 3.30

$$Demanda_{NTE} = -14027 + 66.91 * Temperatura_{NTE} + 0.002327 \\ * Poblacion_{NTE} + 0.000056 * PIB_{NTE} - 971 * \$KWh$$

Ecuación 3.31

$$\begin{aligned}
 Demanda\ Modificable_{NTE} = & Demanda_{NTE} \\
 & + +Incremento\ del\ \$\ KW/h_{NTE} \\
 & + Incremento\ Del\ PIB_{NTE} \\
 & + Incremento\ De\ La\ Temperatura_{NTE} \\
 & + Incremento\ De\ La\ Población_{NTE}
 \end{aligned}$$

Ecuación 3.32

Para la región Occidental (OCC), se determinaron las ecuaciones de pronóstico correspondientes a la temperatura (Ecuación 3.33), población (Ecuación 3.34) y PIB (Ecuación 3.35). En relación con la función de demanda de energía eléctrica (Ecuación 3.36), el modelo reporta un coeficiente de determinación ajustado (R^2 ajustado) del 85.62%. Por último, se derivó la expresión orientada al análisis de sensibilidad para la evaluación del impacto en la demanda eléctrica regional (Ecuación 3.37). Dichos modelos matemáticos se presentan a continuación:

$$\begin{aligned}
 Temperatura_{OCC} \\
 = 21.378 + 0.00178 * tiempo + indice\ estacional
 \end{aligned}$$

Ecuación 3.33

$$Población_{OCC} = 19970469 + 15861 * tiempo + indice\ estacional$$

Ecuación 3.34

$$\begin{aligned}
 PIB_{OCC} = & (FORCST(PIB\ Anterior\ OCC, (TIME + 1), 1)) \\
 & + indice\ estacional
 \end{aligned}$$

Ecuación 3.35

$$\begin{aligned}
 Demanda_{OCC} = & -44865 + 127.7 * Temperatura_{OCC} + 0.002264 \\
 & * Poblacion_{OCC} - 0.000837 * PIB_{OCC} + 2304 * \$KWh
 \end{aligned}$$

Ecuación 3.36

$$\begin{aligned}
 Demanda\ Modificable_{OCC} = & Demanda_{OCC} \\
 & + +Incremento\ del\ \$\ KW/h_{OCC} + Incremento\ Del\ PIB_{OCC} \\
 & + Incremento\ De\ La\ Temperatura_{OCC} \\
 & + Incremento\ De\ La\ Población_{OCC}
 \end{aligned}$$

Ecuación 3.37

En lo referente a la región Oriental (ORI), se determinaron las ecuaciones de pronóstico para temperatura (Ecuación 3.38), población (Ecuación 3.39) y PIB (Ecuación 3.40). Debido a la variabilidad observada, el modelado de la demanda de energía eléctrica se segmentó en dos periodos: la Ecuación 3.41, que abarca la primera mitad del horizonte de pronóstico con un coeficiente de determinación ajustado (R^2 ajustado) del 58.90%, y la Ecuación 3.42, que comprende la segunda mitad con un R^2 ajustado del 74.56%. Finalmente, se derivó la función de análisis de sensibilidad para evaluar el impacto en la demanda regional (Ecuación 3.43). Estas expresiones se detallan a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Temperatura}_{ORI} \\ = 22.139 + 0.00550 * \text{tiempo} + \text{indice estacional} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.38}$$

$$\text{Población}_{ORI} = 33136454 + 27682 * \text{tiempo} + \text{indice estacional} \quad \text{Ecuación 3.39}$$

$$\begin{aligned} \text{PIB}_{ORI} = (\text{FORCST}(\text{PIB Anterior ORI}, (\text{TIME} + 1), 1)) \\ + \text{indice estacional} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.40}$$

$$\begin{aligned} \text{Demanda}_{ORI} = 15203 + 131.6 * \text{Temperatura}_{ORI} - 0.000285 \\ * \text{Poblacion}_{ORI} + 0.000643 * \text{PIB}_{ORI} - 3636 * \$KWh \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.41}$$

$$\begin{aligned} \text{Demanda}_{ORI} = -41164 + 138.2 * \text{Temperatura}_{ORI} + 0.001367 \\ * \text{Poblacion}_{ORI} - 0.000029 * \text{PIB}_{ORI} - 2903 * \$KWh \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.42}$$

$$\begin{aligned} \text{Demanda Modificable}_{ORI} = \text{Demanda}_{ORI} \\ + \text{Incremento del } \$KW/h_{ORI} + \text{Incremento Del PIB}_{ORI} \\ + \text{Incremento De La Temperatura}_{ORI} \\ + \text{Incremento De La Población}_{ORI} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.43}$$

Finalmente, para la región Peninsular (PEN), se determinaron las ecuaciones de pronóstico correspondientes a la temperatura (Ecuación 3.44), población (Ecuación 3.45) y PIB (Ecuación 3.46). En cuanto a la función de demanda de energía eléctrica (Ecuación 3.47), el modelo reporta un coeficiente de determinación ajustado (R^2 ajustado) del 91.82%. Por último, se derivó la expresión orientada al análisis de sensibilidad para la evaluación del impacto en la demanda eléctrica regional (Ecuación 3.48). Dichos modelos matemáticos se detallan a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Temperatura}_{PEN} \\ = 27.298 + 0.00434 * \text{tiempo} + \text{indice estacional} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.44}$$

$$\text{Población}_{PEN} = 4513686 + 3408.4 * \text{tiempo} + \text{indice estacional} \quad \text{Ecuación 3.45}$$

$$\begin{aligned} \text{PIB}_{PEN} = (\text{FORCST}(\text{PIB Anterior PEN}, (\text{TIME} + 1), 1)) \\ + \text{indice estacional} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.46}$$

$$\begin{aligned} \text{Demanda}_{PEN} = -9030 + 48.53 * \text{Temperatura}_{PEN} + 0.001423 \\ * \text{Poblacion}_{PEN} - 0.000512 * \text{PIB}_{PEN} + 1541 * \$KWh \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.47}$$

$$\begin{aligned} \text{Demanda Modificable}_{PEN} = \text{Demanda}_{PEN} \\ + + \text{Incremento del } \$ KW / h_{PEN} \\ + \text{Incremento Del } \text{PIB}_{PEN} \\ + \text{Incremento De La Temperatura}_{PEN} \\ + \text{Incremento De La Población}_{PEN} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 3.48}$$

Capítulo 4. Resultados

En el presente capítulo, se exponen los hallazgos derivados de la aplicación de la ruta metodológica descrita previamente. El contenido se centra en el proceso de validación del modelo dinámico, detallando el comportamiento del sistema en su estado actual. Asimismo, se analiza el desempeño y la respuesta de la demanda eléctrica ante diversos escenarios de sensibilidad para cada una de las regiones que integran el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Para facilitar la evaluación, se construyó un conjunto de interfaces gráficas (Anexo) que permiten al usuario (el operador directo del modelo de simulación) ajustar los valores de las variables de mayor impacto. De esta manera, es posible analizar la sensibilidad del sistema y observar el comportamiento de la demanda bajo distintas condiciones.

4.1 validación de los modelos regionales de pronósticos de demanda eléctrica y prueba de valores extremos

Para este paso es necesario recordar que en este proyecto se hace uso de 6 dimensiones, las cuales se describen en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1 Dimensiones y unidades utilizadas en el modelo de simulación

Magnitud	Unidades
Tiempo	Meses
Temperatura	Grados Celsius (°C)
Crecimiento económico	Millones de pesos mexicanos
Crecimiento poblacional	Habitantes
Precio de la energía eléctrica	Kilowatts hora (kWh)
Demanda eléctrica	Giga Watts (GW)

Las magnitudes que se pueden modificar para la evaluación de valores extremos y el análisis de sensibilidad son la temperatura, Crecimiento económico, crecimiento poblacional y el precio de la energía eléctrica.

La validación de los modelos de pronóstico se fundamenta en un análisis estadístico inferencial mediante la prueba *t* de Student para dos muestras independientes. Este procedimiento tiene como objetivo contrastar los datos generados por la simulación frente a los registros históricos de la demanda eléctrica, empleando un nivel de confianza del 95%. Bajo este enfoque, se busca determinar si existen diferencias estadísticamente significativas entre ambas series de datos, garantizando así la coherencia y robustez técnica del modelo dinámico desarrollado.

Respecto a la evaluación de los valores extremos en el modelado, se establecieron restricciones lógicas basadas en la naturaleza física del sistema. Si bien teóricamente la demanda de energía eléctrica puede presentar un crecimiento incremental sin un límite superior definido, es importante asegurar la ausencia de valores negativos, dado que estos carecen de sentido físico. En consecuencia, se realizará una verificación de las condiciones de frontera de los modelos para garantizar que las simulaciones no generen resultados de demanda negativa, manteniendo así la integridad y coherencia de las proyecciones.

4.1.1 Validación del modelo de simulación para Baja California (BC)

La validación del modelo final para Baja California se efectuó mediante una simulación de prueba, cuyo contraste con la serie histórica se ilustra en la Figura 4.1; en esta la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo y la línea punteada roja corresponde a los datos reales de la demanda de energía eléctrica.

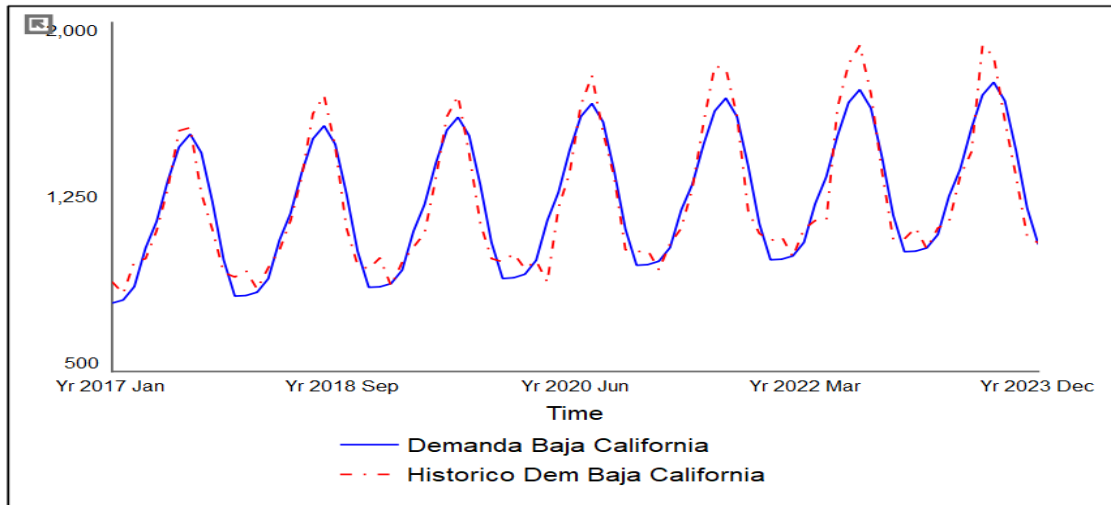


Figura 4.1 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad en Baja California. Fuente: Autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.1, el modelo final de pronóstico tiene un ajuste sólido respecto a los datos reales. Para confirmar este comportamiento, se aplicó una prueba t para dos muestras con un nivel de significancia del 5%. Los resultados obtenidos en Minitab, detallados en la Figura 4.2, arrojan un valor p de 0.978. Al ser este valor superior al nivel de significancia ($\alpha=0.05$), se concluye que no existen diferencias estadísticamente significativas entre la demanda real y la proyectada, validando así la capacidad predictiva del modelo para el sistema eléctrico de Baja California.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
0.03	165	0.978

Figura 4.2 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad en Baja California. Fuente: Autoría propia.

4.1.1.1 Prueba de valores extremos

Para esta etapa, se ajustaron deliberadamente los parámetros de crecimiento poblacional, crecimiento económico, temperatura y precio de la energía eléctrica con el objetivo de evaluar la robustez del modelo en escenarios extremos. Esta prueba de condiciones de

frontera permite verificar que el sistema respeta la restricción de no negatividad en la demanda para la región de Baja California, asegurando que el modelo mantenga su validez lógica incluso ante perturbaciones severas. Los resultados de este análisis de integridad se presentan en la Figura 4.3.

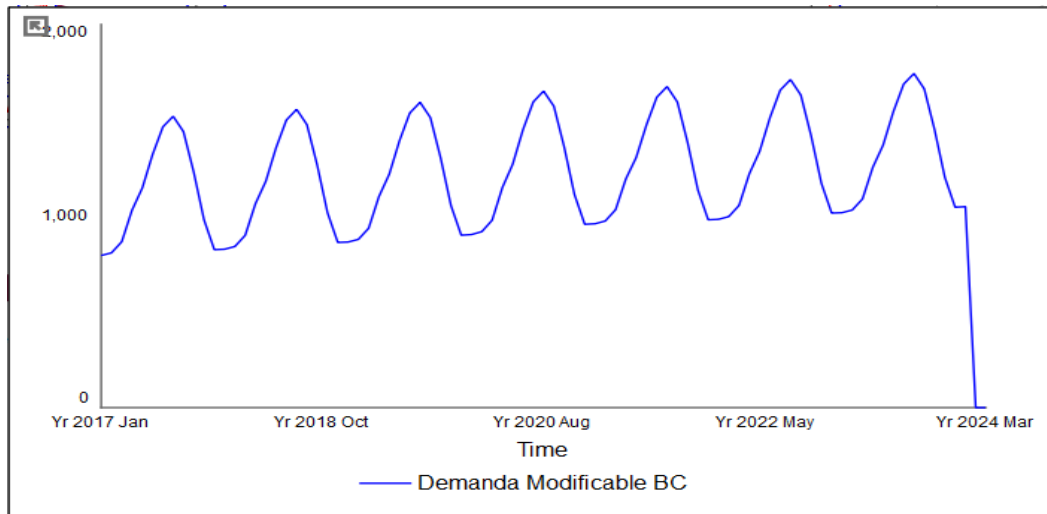


Figura 4.3 Prueba de valores extremos negativos para Baja California. Fuente: Autoría propia.

Tal como se observa en la Figura 4.3, el modelo replica con precisión la trayectoria de los valores históricos de la demanda eléctrica durante el periodo 2017-2023. A partir del año 2024, tras la manipulación deliberada de las variables determinantes para inducir un escenario de contracción extrema, se aprecia que la demanda experimenta un descenso rápido hacia su límite inferior. Este análisis confirma que el sistema converge hacia el valor de cero sin generar resultados negativos, validando así la solidez de las restricciones de no negatividad programadas en la arquitectura del modelo.

4.1.2 Validación del modelo de simulación para Baja California Sur (BCS)

La validación del modelo final para Baja California Sur se efectuó mediante una fase de validación mediante una corrida de prueba, cuyos resultados obtenidos se contrastan con los datos históricos en la Figura 4.4, donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea punteada roja corresponde a los datos históricos reales.

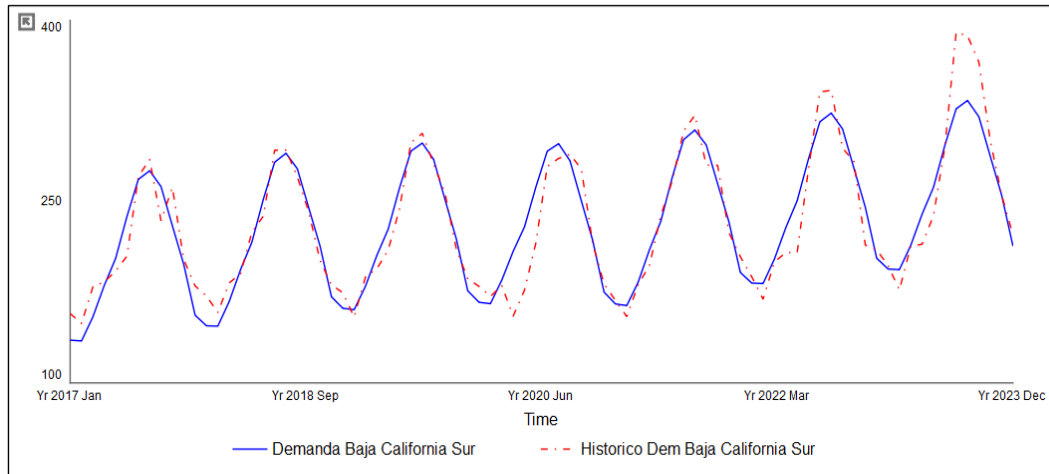


Figura 4.4 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad en Baja California Sur. Fuente: Autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.4 se aprecian desviaciones entre el pronóstico y los datos históricos, la validez del modelo se confirmó estadísticamente mediante una prueba t para dos muestras con un nivel de 5% de significancia. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 4.5 arrojaron un valor p de 0.981 el cual es mayor al nivel de significación ($\alpha = 0.05$). Se concluye que no existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos reales y los datos obtenidos por el modelo de pronóstico. Por lo tanto, el modelo se considera validado para fines de simulación.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
0.02	164	0.981

Figura 4.5 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad en Baja California Sur. Fuente: Autoría propia.

4.1.2.1 Prueba de valores extremos

Para esta prueba, se ajustaron deliberadamente los parámetros de crecimiento poblacional, crecimiento económico, temperatura y precio de la energía eléctrica con el objetivo de evaluar la robustez del modelo en escenarios extremos. Esta prueba de condiciones de

frontera permite verificar que el sistema respeta la restricción de no negatividad en la demanda para la región de Baja California Sur, asegurando que el modelo mantenga su validez lógica incluso ante perturbaciones severas. Los resultados de este análisis de integridad se presentan en la Figura 4.6.

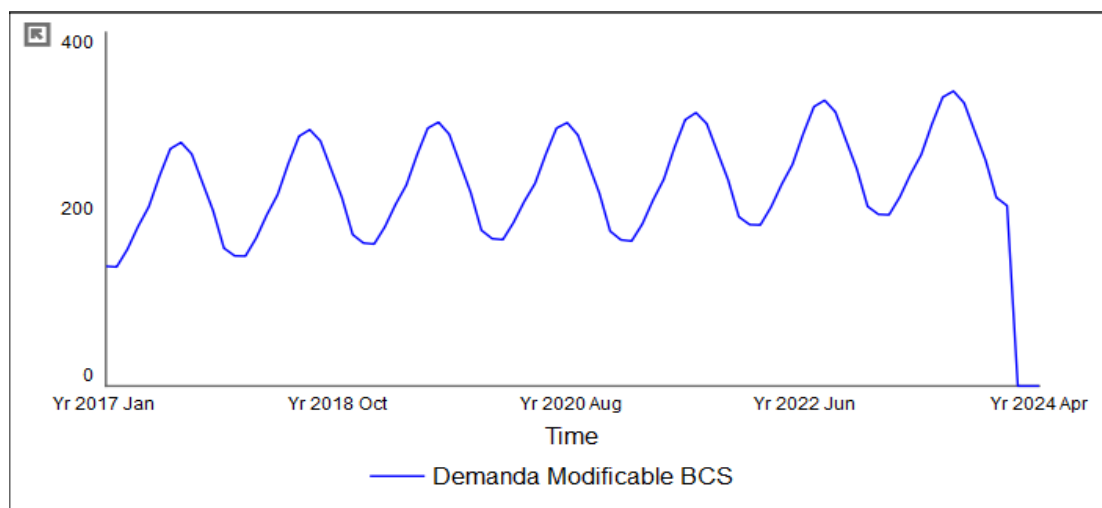


Figura 4.6 Prueba de valores extremos negativos para Baja California Sur. Fuente: Autoría propia.

En la Figura 4.6 se aprecia que el modelo replica de manera precisa la trayectoria de los valores históricos de la demanda eléctrica durante el periodo 2017-2023. A partir del año 2024, tras la manipulación deliberada de las variables determinantes para inducir un escenario de contracción extrema, se aprecia que la demanda experimenta un descenso acelerado hacia su límite inferior. Este análisis confirma que el sistema converge hacia el valor de cero sin generar resultados negativos, validando así la solidez de las restricciones de no negatividad programadas en la arquitectura del modelo.

4.1.3 Validación del modelo de simulación para la región Centro (CEN).

Para validar el modelo final de la región Centro, se procede a validarlo mediante una simulación de prueba, cuyos resultados se contrastan con los datos históricos en la Figura 4.7, donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea punteada roja corresponde a los datos históricos reales de la temperatura.

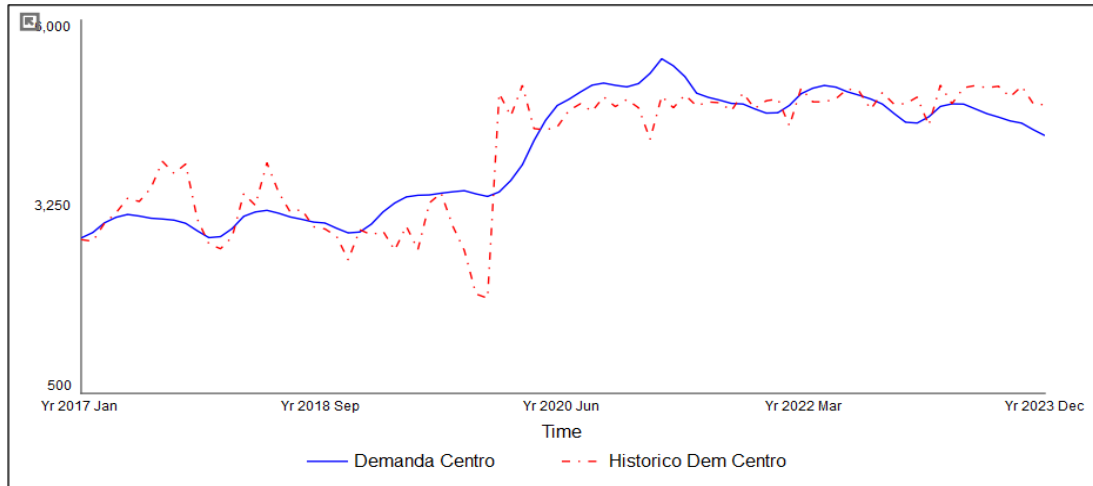


Figura 4.7 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Centro. Fuente: Autoría propia.

Si bien en la Figura 4.7 se aprecian desviaciones entre el pronóstico y los datos históricos, la validez del modelo se confirmó estadísticamente mediante una prueba t para dos muestras con un nivel de 5% de significancia. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 4.8 arrojaron un valor p de 0.989 el cual es mayor al nivel de significación ($\alpha = 0.05$), de tal modo que se concluye que no existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos reales y los datos obtenidos por el modelo de pronóstico. Por lo tanto, el modelo se considera validado para fines de simulación.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
-0.01	164	0.989

Figura 4.8 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Centro. Fuente: Autoría propia.

4.1.3.1 Prueba de valores extremos

Con el fin de evaluar la robustez del modelo en casos extremos, se ajustaron deliberadamente los parámetros de crecimiento poblacional, crecimiento económico, temperatura y precio de la energía eléctrica. Esta prueba de condiciones de frontera permite verificar que el sistema

respetar la restricción de no negatividad en la demanda para la región Centro, asegurando que el modelo mantenga su validez lógica incluso ante perturbaciones severas. Los resultados de este análisis de integridad se presentan en la Figura 4.9.

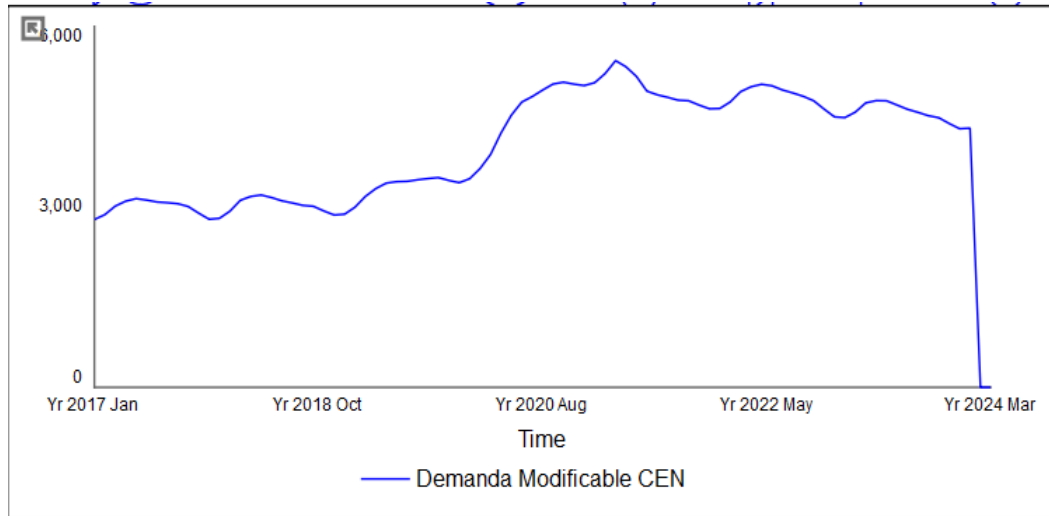


Figura 4.9 Prueba de valores extremos negativos para la región Centro. Fuente: Autoría propia.

La Figura 4.9 muestra que el modelo replica la trayectoria de los valores históricos de la demanda eléctrica durante el periodo 2017-2023. A partir del año 2024, tras la manipulación deliberada de las variables determinantes para inducir un escenario de contracción extrema, se aprecia que la demanda experimenta un decremento acelerado hacia su límite inferior. Este análisis confirma que el sistema converge hacia el valor de cero sin generar resultados negativos, validando así la solidez de las restricciones de no negatividad programadas en la arquitectura del modelo.

4.1.4 Validación del modelo de simulación para la región Noreste (NES).

Con el objetivo de validar el modelo final de la región Noreste, se ejecutó una corrida de validación, cuyos resultados se contrastan con los datos históricos en la Figura 4.10 donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea punteada roja corresponde a los datos históricos.

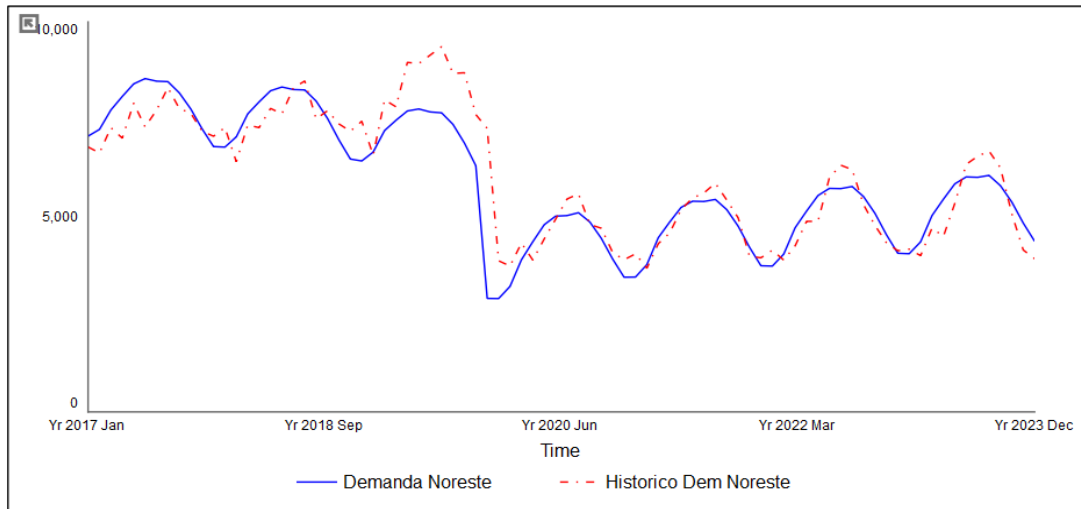


Figura 4.10 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Noreste. Fuente: Autoría propia.

Como se aprecia en la Figura 4.10, el modelo de pronóstico se ajusta satisfactoriamente a los datos históricos. No obstante, con el fin de otorgar rigor científico a la validación, se realizó una prueba t para dos muestras con un 5% de significancia. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 4.11, arrojan un valor p de 0.571 el cual es mayor al nivel de significación ($\alpha = 0.05$), confirmando que no existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos reales y las proyecciones del modelo. Por lo tanto, el modelo se considera plenamente validado para fines de simulación.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
0.57	165	0.571

Figura 4.11 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Noreste. Fuente: Autoría propia.

4.1.4.1 Prueba de valores extremos

Se procede de la misma manera, ajustando deliberadamente los parámetros de crecimiento poblacional, crecimiento económico, temperatura y precio de la energía eléctrica con el fin de evaluar la robustez del modelo en casos extremos. Esta prueba de condiciones de frontera

permite verificar que el sistema respeta la restricción de no negatividad en la demanda para la región Noreste, asegurando que el modelo mantenga su validez lógica incluso ante perturbaciones severas. Los resultados de este análisis de integridad se presentan en la Figura 4.12.

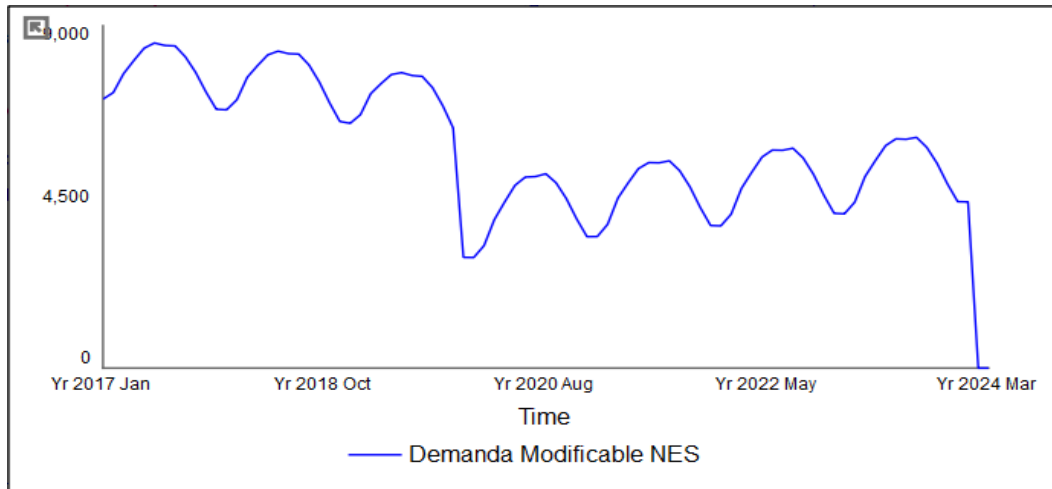


Figura 4.12 Prueba de valores extremos negativos para Noreste. Fuente: Autoría propia.

Se observa en la Figura 4.12 que el modelo replica satisfactoriamente la trayectoria de los valores históricos de la demanda eléctrica durante el periodo 2017-2023. A partir del año 2024, tras la manipulación deliberada de las variables determinantes para inducir un escenario de contracción extrema, se aprecia que la demanda experimenta una caída acelerada hacia su límite inferior. Este análisis confirma que el sistema converge hacia el valor de cero sin generar resultados negativos, validando así la solidez de las restricciones de no negatividad programadas en la arquitectura del modelo.

4.1.5 Validación del modelo de simulación para la región Noroeste (NOR).

La validación del modelo final de la región Noroeste se procedió a validarlo con una corrida de prueba, cuyos resultados se contrastan con los datos históricos en la Figura 4.13, donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea roja punteada corresponde a los datos reales.

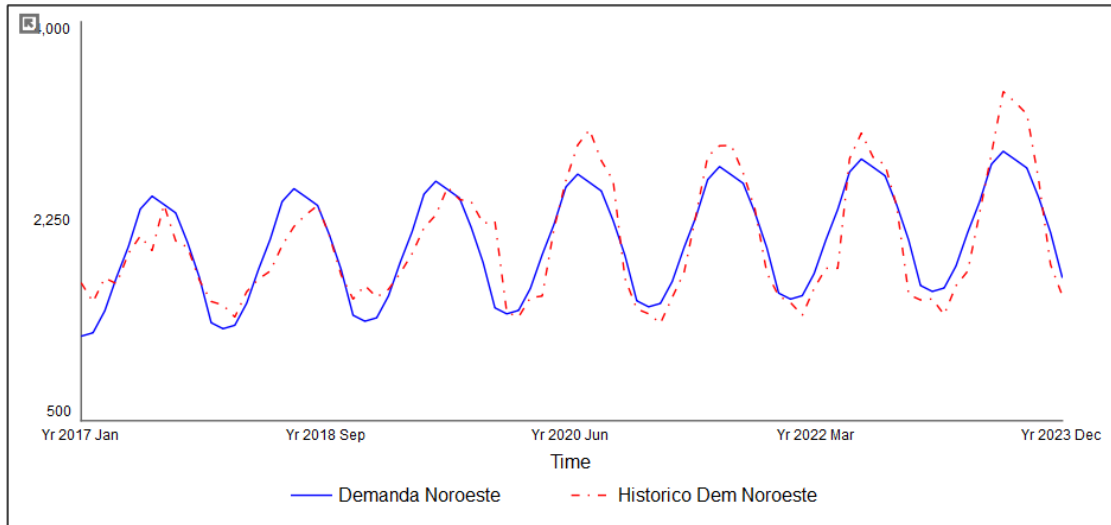


Figura 4.13 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Noroeste. Fuente: Autoría propia.

Si bien en la Figura 4.13 se aprecian que tiene un ajuste preciso, presenta desviaciones entre el pronóstico y los datos históricos, la validez del modelo se confirmó estadísticamente mediante una prueba t para dos muestras con un nivel de 5% de significancia. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 4.14 arrojaron un valor p de 0.996 el cual es mayor al nivel de significación ($\alpha = 0.05$). Se concluye que no existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos reales y los datos obtenidos por el modelo de pronóstico. Por lo tanto, el modelo se considera validado para fines de simulación.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
0.01	163	0.996

Figura 4.14 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Noroeste. Fuente: Autoría propia.

4.1.5.1 Prueba de valores extremos

Para evaluar la robustez del modelo en escenarios extremos, se ajustaron deliberadamente los parámetros de crecimiento poblacional, crecimiento económico, temperatura y precio de la energía eléctrica. Esta prueba de condiciones de frontera permite verificar que el sistema

respetar la restricción de no negatividad en la demanda para la región Noroeste, asegurando que el modelo mantenga su validez lógica incluso ante perturbaciones severas. Los resultados de este análisis de integridad se presentan en la Figura 4.15.

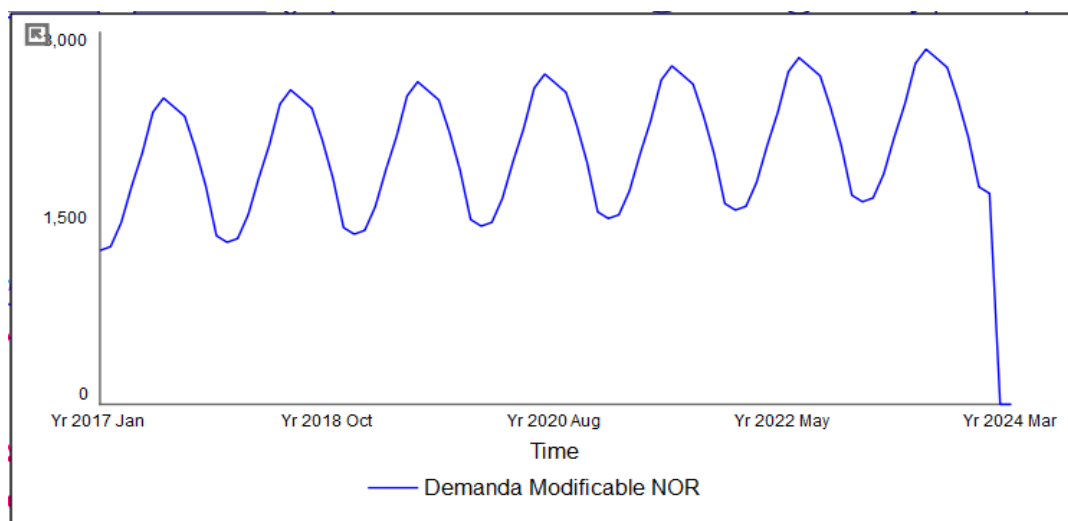


Figura 4.15 Prueba de valores extremos negativos para la región Noroeste. Fuente: Autoría propia.

Como se puede apreciar en la Figura 4.15, el modelo replica la trayectoria de los valores históricos de la demanda eléctrica durante el periodo 2017-2023. A partir del año 2024, tras la manipulación deliberada de las variables determinantes para inducir un escenario de contracción extrema, se aprecia que la demanda experimenta movimiento acelerado hacia su límite inferior. Este análisis confirma que el sistema converge hacia el valor de cero sin generar resultados negativos, validando así la solidez de las restricciones de no negatividad programadas en la arquitectura del modelo.

4.1.6 Validación del modelo de simulación para la región Nore (NTE).

Una vez estructurado el modelo final de la región Norte, se procedió a validarlo con una corrida de prueba, cuyos resultados se contrastan con los datos históricos en la Figura 4.16, donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea roja punteada corresponde a los datos reales.

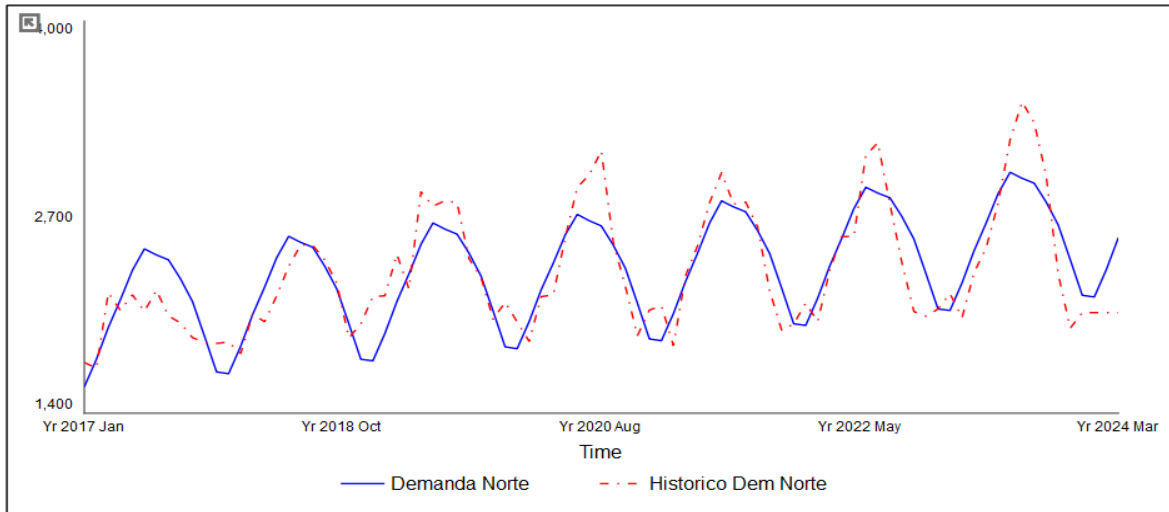


Figura 4.16 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Norte. Fuente: Autoría propia.

Como se observa en la gráfica de la Figura 4.16 el modelo tiene un ajuste satisfactorio respecto a los datos reales. No obstante, se realizó la validación estadística mediante una prueba t para dos muestras con un nivel de significancia del 5%. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 4.17, arrojan un valor p de 0.982. Al ser este resultado superior al nivel de significancia ($\alpha=0.05$), se concluye que no existen diferencias estadísticas significativas entre los datos históricos y las proyecciones, validando así el modelo final.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
0.02	161	0.982

Figura 4.17 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Norte. Fuente: Autoría propia.

4.1.6.1 Prueba de valores extremos

Con el objetivo de evaluar la robustez del modelo en casos extremos, se ajustaron deliberadamente los parámetros de crecimiento poblacional, crecimiento económico, temperatura y precio de la energía eléctrica. Esta prueba de condiciones de frontera permite verificar que el sistema respeta la restricción de no negatividad en la demanda para la región

Norte, asegurando que el modelo mantenga su validez lógica incluso ante perturbaciones severas. Los resultados de este análisis de integridad se presentan en la Figura 4.18.

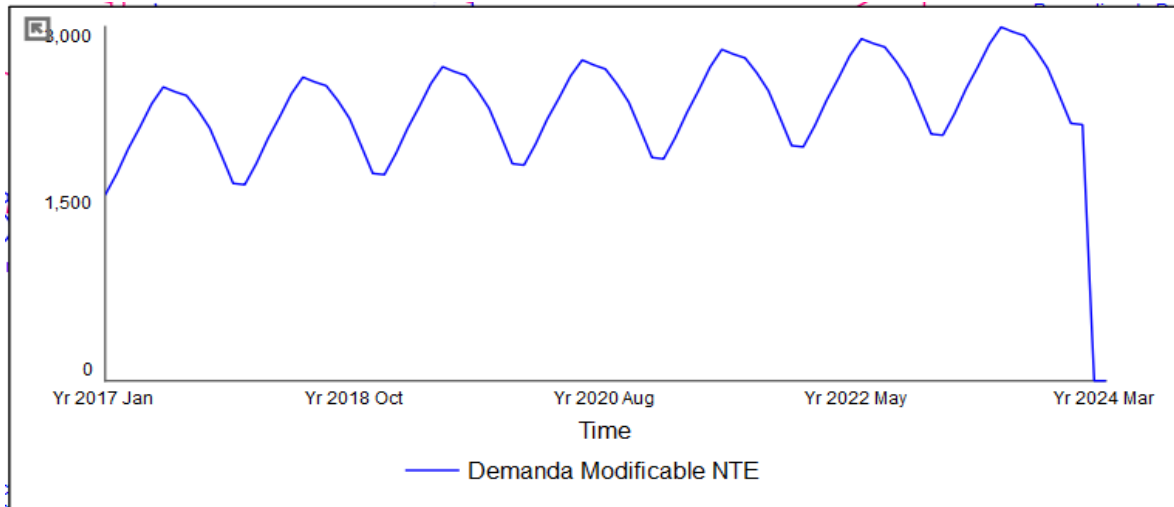


Figura 4.18 Prueba de valores extremos negativos para la región Norte. Fuente: Autoría propia.

La Figura 4.18 muestra que el modelo replica la trayectoria de los valores históricos de la demanda eléctrica durante el periodo 2017-2023. A partir del año 2024, tras la manipulación deliberada de las variables determinantes para inducir un escenario de contracción extrema, se aprecia que la demanda experimenta un decremento acelerado hacia su límite inferior. Este análisis confirma que el sistema converge hacia el valor de cero sin generar resultados negativos, validando así la solidez de las restricciones de no negatividad programadas en la arquitectura del modelo.

4.1.7 Validación del modelo de simulación para la región Occidental (OCC).

Posteriormente a la estructuración del modelo final de la región Occidental, se procede a validarlo mediante una simulación de prueba, cuyos resultados se contrastan con los datos históricos en la Figura 4.19, donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea punteada roja corresponde a los datos históricos reales.

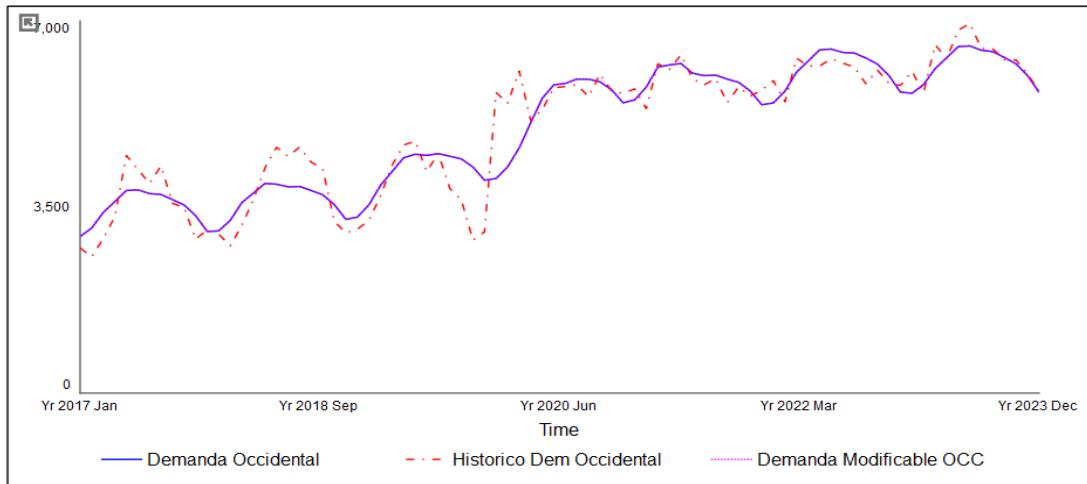


Figura 4.19 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Occidental. Fuente: Autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.19 el modelo presenta un ajuste bueno a los datos históricos, con desviaciones claras. No obstante, para otorgar rigor científico a la validación, se realizó una prueba t para dos muestras con un nivel de significancia del 5%. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 4.20 arrojan un valor p de 0.963 el cual es mayor al nivel de significación ($\alpha = 0.05$), confirmando que no existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos reales y las proyecciones del modelo de pronóstico. Por lo tanto, el modelo se considera plenamente validado para fines de simulación.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
0.05	165	0.963

Figura 4.20 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Occidental. Fuente: Autoría propia.

4.1.7.1 Prueba de valores extremos

Para este paso, se ajustaron deliberadamente los parámetros de crecimiento poblacional, crecimiento económico, temperatura y precio de la energía eléctrica con el fin de evaluar la robustez del modelo en casos extremos. Esta prueba de condiciones de frontera permite

verificar que el sistema respeta la restricción de no negatividad en la demanda para la región Occidental, asegurando que el modelo mantenga su validez lógica incluso ante perturbaciones severas. Los resultados de este análisis de integridad se presentan en la Figura 4.21.

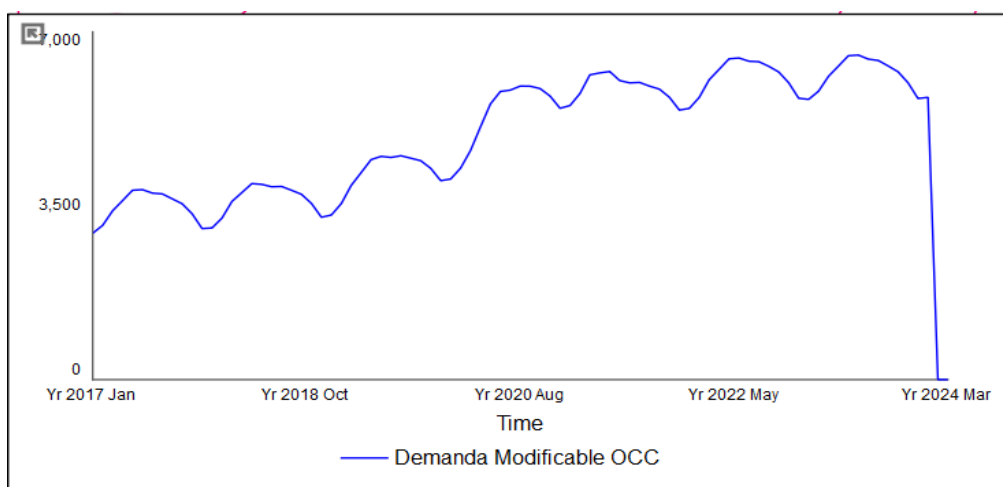


Figura 4.21 Prueba de valores extremos negativos para la región Occidental. Fuente: Autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.21 el modelo replica la trayectoria de los valores históricos de la demanda eléctrica durante el periodo 2017-2023. A partir del año 2024, tras la manipulación deliberada de las variables determinantes para inducir un escenario de contracción extrema, se aprecia que la demanda experimenta un decremento acelerado hacia su límite inferior. Este análisis confirma que el sistema converge hacia el valor de cero sin generar resultados negativos, validando así la solidez de las restricciones de no negatividad programadas en la arquitectura del modelo.

4.1.8 Validación del modelo de simulación para la región Oriental (ORI).

Una vez consolidada la arquitectura del modelo final de la región Oriental, se ejecutó una corrida de validación, cuyos resultados se contrastan con los datos históricos en la Figura 4.22 donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea punteada roja corresponde a los datos históricos.

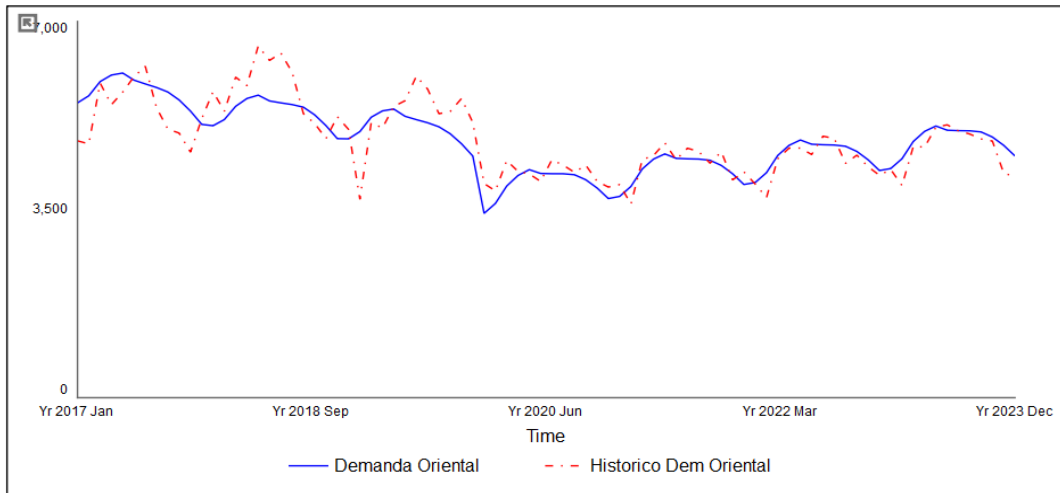


Figura 4.22 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Oriental. Fuente: Autoría propia.

Como se aprecia en la Figura 4.22, el modelo de pronóstico se ajusta satisfactoriamente a los datos históricos. No obstante, con el fin de otorgar rigor científico a la validación, se realizó una prueba t para dos muestras con un 5% de significancia. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 4.23, arrojan un valor p de 0.772 el cual es mayor al nivel de significación ($\alpha = 0.05$), confirmando que no existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos reales y las proyecciones del modelo. Por lo tanto, el modelo se considera plenamente validado para fines de simulación.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
0.29	163	0.772

Figura 4.23 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Oriental. Fuente: Autoría propia.

4.1.8.1 Prueba de valores extremos

Para evaluar la robustez del modelo final en escenarios extremos, se ajustaron deliberadamente los parámetros de crecimiento poblacional, crecimiento económico, temperatura y precio de la energía eléctrica. Esta prueba de condiciones de frontera permite

verificar que el sistema respeta la restricción de no negatividad en la demanda para la región Oriental, asegurando que el modelo mantenga su validez lógica incluso ante perturbaciones severas. Los resultados de este análisis de integridad se presentan en la Figura 4.24.

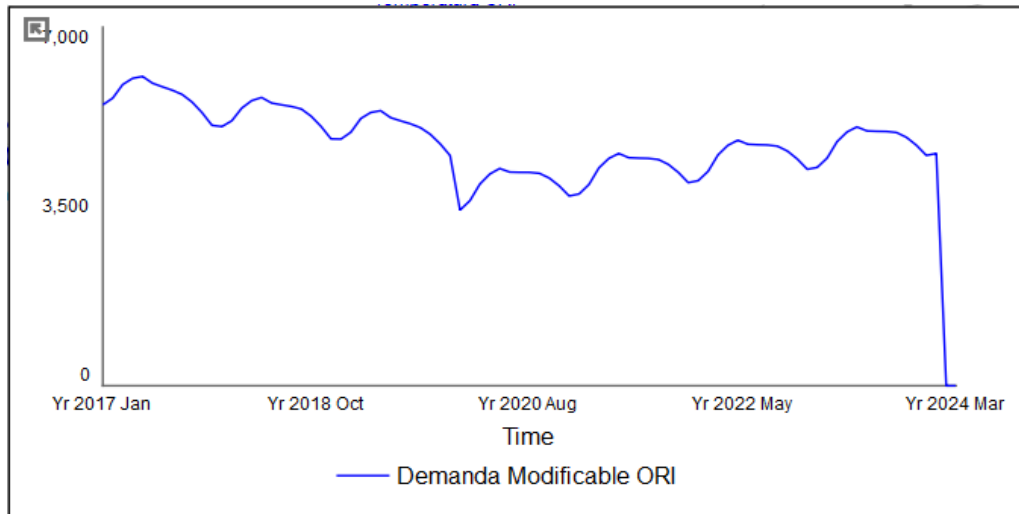


Figura 4.24 Prueba de valores extremos negativos para la región Oriental. Fuente: Autoría propia.

La Figura 4.24 muestra que el modelo replica la trayectoria de los valores históricos de la demanda eléctrica durante el periodo 2017-2023. A partir del año 2024, tras la manipulación deliberada de las variables determinantes para inducir un escenario de contracción extrema, se aprecia que la demanda experimenta un decremento acelerado hacia su límite inferior. Este análisis confirma que el sistema converge hacia el valor de cero sin generar resultados negativos, validando así la solidez de las restricciones de no negatividad programadas en la arquitectura del modelo.

4.1.9 Validación del modelo de simulación para la región Peninsular (PEN).

Para la región Peninsular se realizó una fase de validación del modelo final mediante una corrida de prueba, cuyos resultados obtenidos se contrastan con los datos históricos en la Figura 4.25, donde la línea sólida azul son los valores proyectados por el modelo de pronóstico y la línea punteada roja corresponde a los datos históricos reales

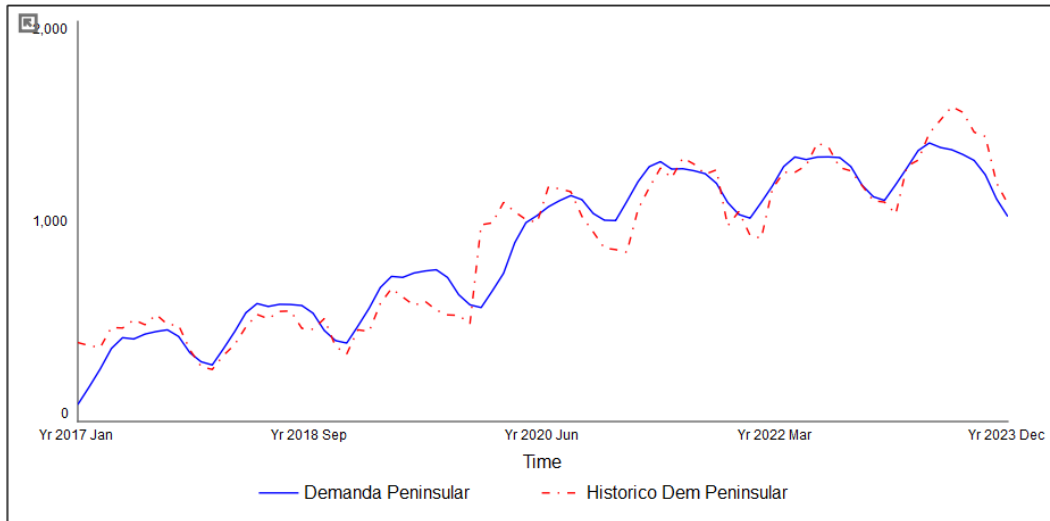


Figura 4.25 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Peninsular. Fuente: Autoría propia.

Si bien en la Figura 4.25 se ajusta satisfactoriamente entre el pronóstico y los datos históricos, la validez del modelo se confirmó estadísticamente mediante una prueba t para dos muestras con un nivel de 5% de significancia. Los resultados obtenidos en el software Minitab, detallados en la Figura 4.26 arrojaron un valor p de 0.975 el cual es mayor al nivel de significación ($\alpha = 0.05$). Se concluye que no existen diferencias estadísticamente significativas entre los datos reales y los datos obtenidos por el modelo de pronóstico. Por lo tanto, el modelo se considera validado para fines de simulación.

Prueba

Hipótesis nula $H_0: \mu_1 - \mu_2 = 0$

Hipótesis alterna $H_1: \mu_1 - \mu_2 \neq 0$

Valor T	GL	Valor p
0.03	165	0.975

Figura 4.26 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Peninsular. Fuente: Autoría propia.

4.1.8.9 Prueba de valores extremos

Finalmente, con el fin de evaluar la robustez del modelo en escenarios extremos, se ajustaron deliberadamente los parámetros de crecimiento poblacional, crecimiento económico,

temperatura y precio de la energía eléctrica. Esta prueba de condiciones de frontera permite verificar que el sistema respeta la restricción de no negatividad en la demanda para la región Peninsular, asegurando que el modelo mantenga su validez lógica incluso ante perturbaciones severas. Los resultados de este análisis de integridad se presentan en la Figura 4.27.

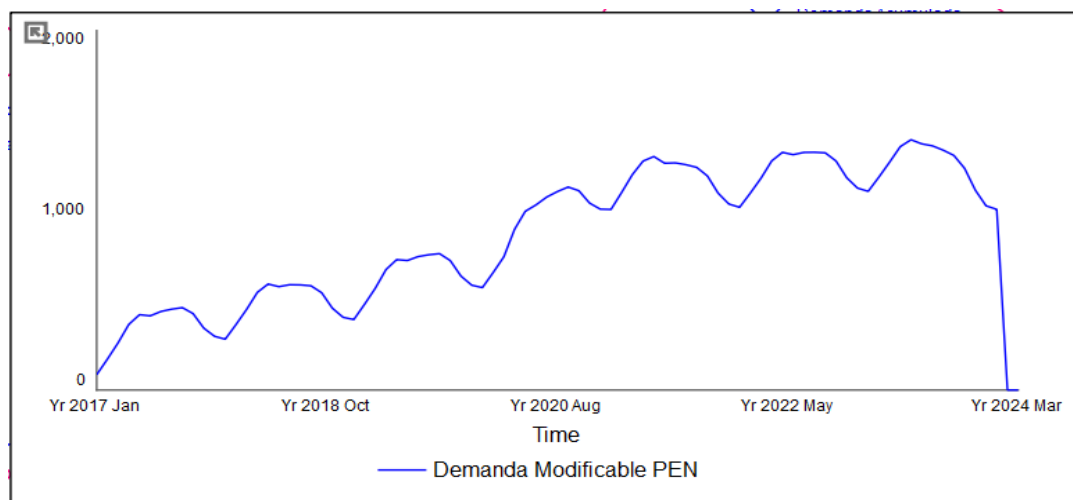


Figura 4.27 Prueba de valores extremos negativos para la región Peninsular. Fuente: Autoría propia.

La Figura 4.27 muestra que el modelo replica la trayectoria de los valores históricos de la demanda eléctrica durante el periodo 2017-2023. A partir del año 2024, tras la manipulación deliberada de las variables determinantes para inducir un escenario de contracción extrema, se aprecia que la demanda experimenta un decremento acelerado hacia su límite inferior. Este análisis confirma que el sistema converge hacia el valor de cero sin generar resultados negativos, validando así la solidez de las restricciones de no negatividad programadas en la arquitectura del modelo.

4.2 Resultados y análisis de sensibilidad de los modelos de pronóstico de demanda eléctrica regionales

En esta última sección, se exponen los resultados derivados de los modelos regionales de pronóstico y se presenta un análisis de sensibilidad multivariable. El objetivo es evaluar el comportamiento dinámico del sistema ante cambios en los parámetros de las variables

críticas identificadas en las etapas previas: temperatura, crecimiento poblacional, dinamismo económico y precio de la energía eléctrica. Para cada una de estas variables, se probarán casos de contraste (alza y baja) que permiten identificar su impacto en la demanda eléctrica. Este enfoque prospectivo resulta fundamental para identificar vulnerabilidades operativas y gestionar los riesgos asociados a la seguridad del suministro eléctrico nacional.

Para todos los casos se harán proyecciones de ciento ochenta meses, lo equivalente a 15 años y se comparará la demanda anual simulada contra la demanda anual esperada por la SENER publicados en su informe de nombre PRODESEN (2024-2038)

Para la todos los escenarios, se estableció un horizonte de simulación de ciento ochenta meses, equivalente a un periodo de quince años. Con el fin de evaluar la precisión del modelo, se realizará un análisis comparativo entre la demanda anual simulada y las proyecciones oficiales emitidas por la Secretaría de Energía (SENER) en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN 2024-2038).

4.2.1 Resultados y análisis de sensibilidad para Baja California (BC)

Los resultados de la simulación para la demanda eléctrica mensual se presentan en la Figura 4.28, donde la línea sólida azul representa el comportamiento histórico en la región de Baja California y la línea punteada roja ilustra las proyecciones generadas por el modelo de pronóstico. Complementariamente, la Figura 4.29 exhibe la demanda anual; en esta, la línea sólida azul corresponde a las proyecciones del modelo dinámico, mientras que la línea sólida roja representa el escenario esperado por la SENER para esta región.

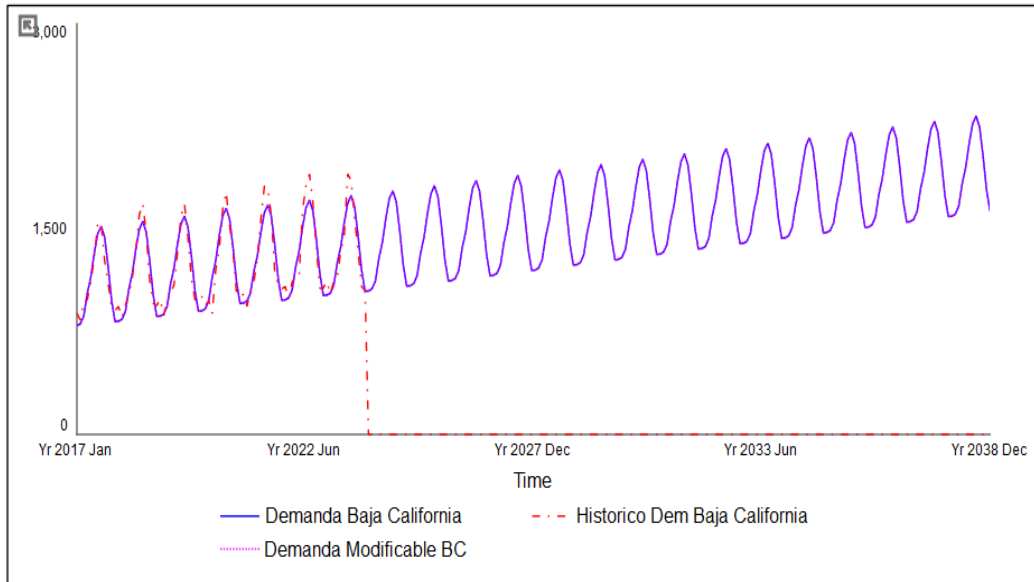


Figura 4.28 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región de Baja California basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.

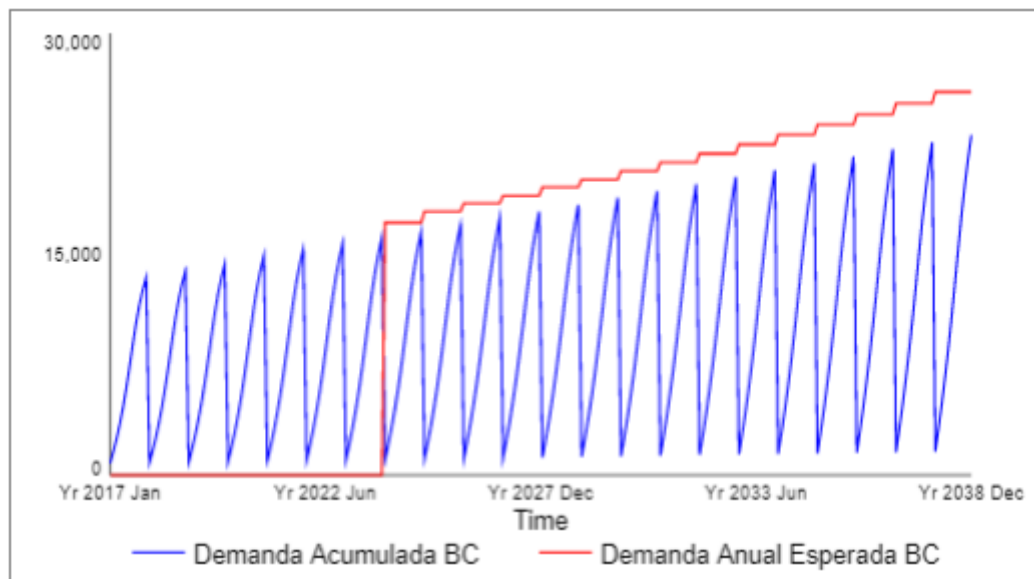


Figura 4.29 Demanda anual de energía eléctrica en la región de Baja California: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.

Como se aprecia en la Figura 4.28 la demanda eléctrica regional exhibe un crecimiento moderado con variaciones estacionales a lo largo del periodo mensual. Al contrastar estos resultados con la Figura 4.29, se observa que la proyección basada en tendencias históricas se sitúa por debajo de las expectativas emitidas por la SENER. Esta discrepancia sugiere que,

bajo el escenario tendencial actual, existe un margen de holgura respecto a la planeación oficial, lo que podría interpretarse como una condición de suficiencia en el suministro para los próximos quince años, siempre que las variables críticas mantengan su comportamiento histórico.

4.2.1.1 Análisis de sensibilidad para la variable temperatura

Durante el periodo comprendido entre 2017 y 2023, la región de Baja California experimentó una tendencia decreciente en sus registros térmicos, con una variación promedio del -2.23% lo que se traduce en descensos en la temperatura de aproximadamente 0.5 °C cada año. Con base en este comportamiento histórico, se procedió al diseño de escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios climáticos atípicos y su impacto directo en la demanda eléctrica regional

a) Escenario de sensibilidad: Incremento térmico

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento térmico anual de 0.5 °C. En la Figura 4.30, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.31 exhibe el efecto acumulado de esta alza térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

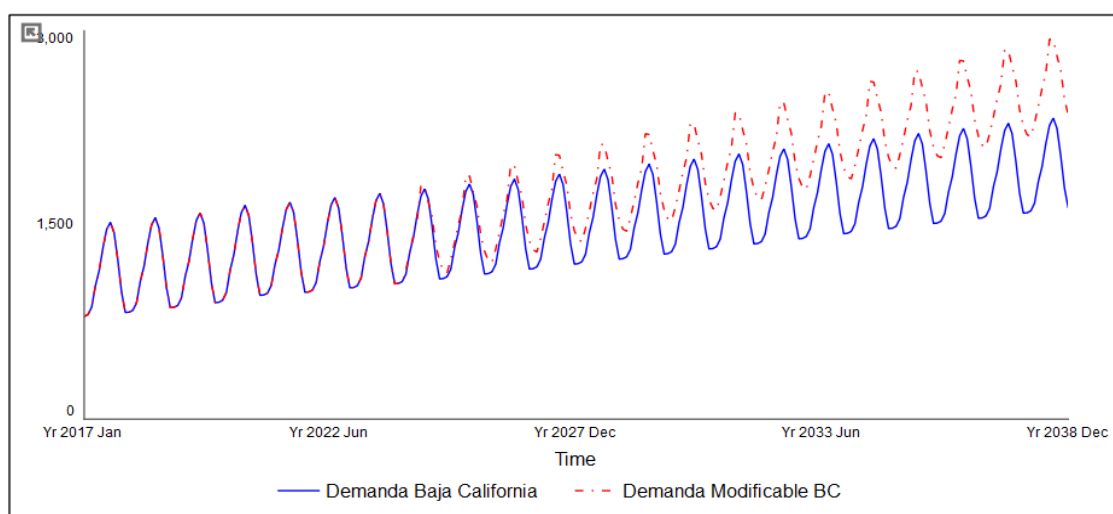


Figura 4.30 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.

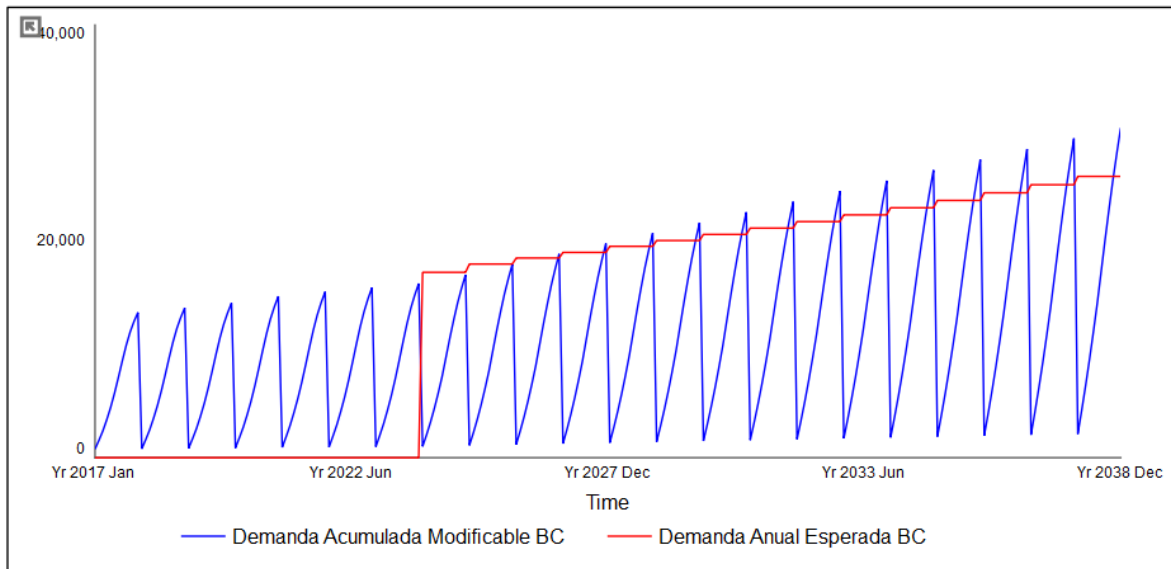


Figura 4.31 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.30 un incremento térmico anual de 0.5 °C, provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica, intensificando los picos estacionales. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.31, donde la demanda proyectada por el modelo supera, aunque no por mucho a las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es crítico, ya que indica que fluctuaciones térmicas similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región de Baja California. En consecuencia, se evidencia la sensibilidad del sistema ante el forzamiento climático.

b) Escenario de sensibilidad: Atenuación térmica

Para el escenario de sensibilidad opuesto, se propone una atenuación térmica anual de 1 °C. En la Figura 4.32, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.33 exhibe el efecto acumulado de esta baja térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

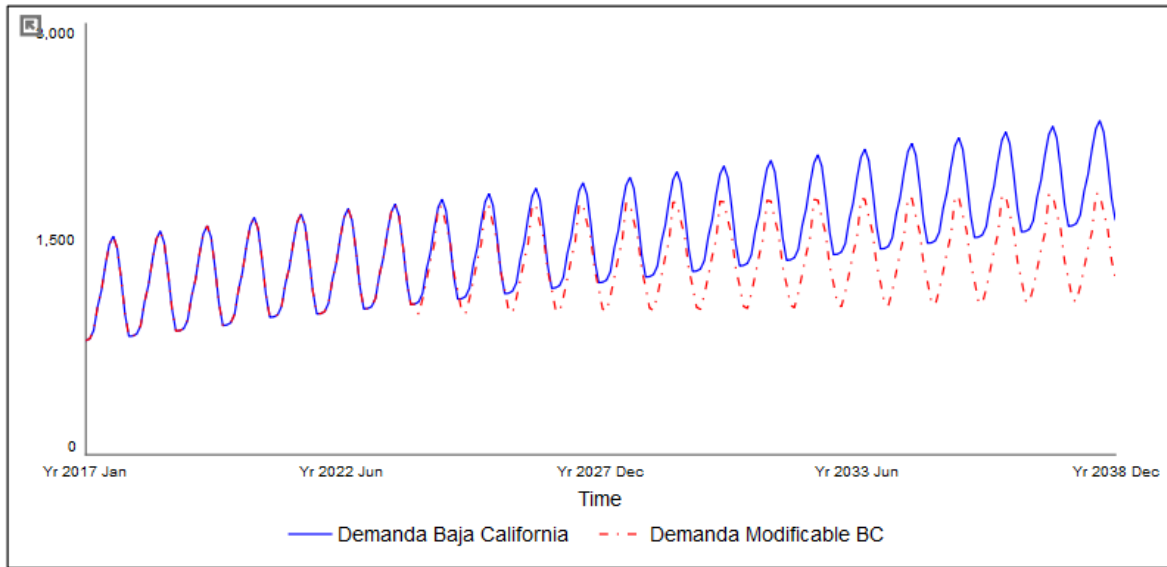


Figura 4.32 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 1 °C. Fuente: Elaboración propia.

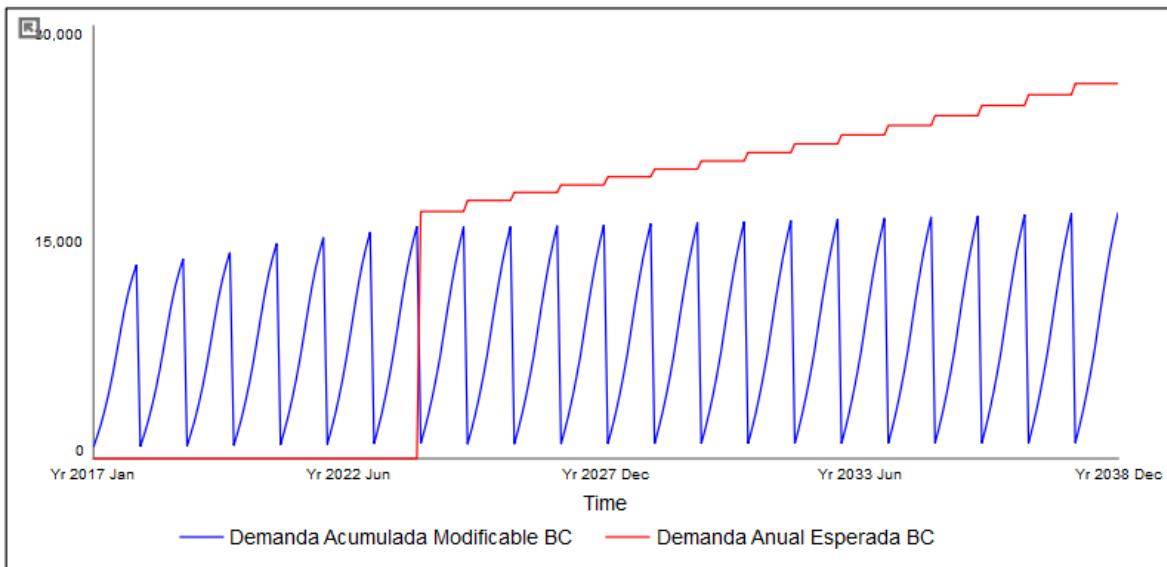


Figura 4.33 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de decremento térmico anual de 1 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.32, un decremento térmico anual de 1 °C provoca una reducción significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.33, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Estos resultados indican que, ante escenarios de atenuación térmica, el sistema eléctrico de la región de Baja California presenta

un amplio margen de suficiencia, minimizando los riesgos operativos y garantizando la estabilidad del suministro bajo condiciones climáticas similares a la propuesta en este escenario.

4.2.1.2 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento poblacional

Durante el periodo 2017-2023, la región de Baja California mostró una tendencia ascendente en su dinámica demográfica, registrando una tasa de crecimiento promedio del 0.94%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios en la demografía y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica regional, factor determinante para la planificación de la infraestructura y la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento poblacional acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento poblacional anual de 1.5%. En la Figura 4.34, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.35 exhibe el efecto acumulado de esta alza poblacional en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

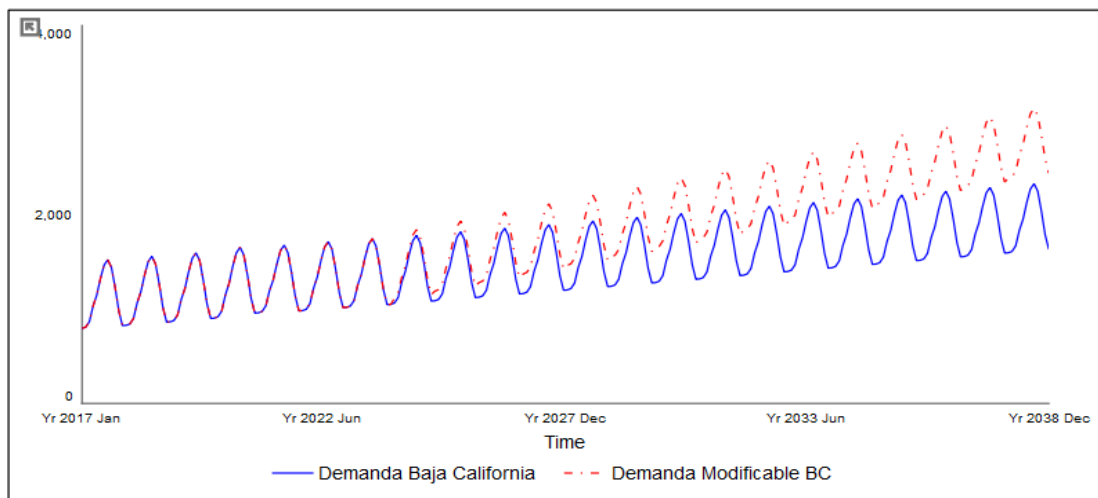


Figura 4.34 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1.5%. Fuente: Elaboración propia.

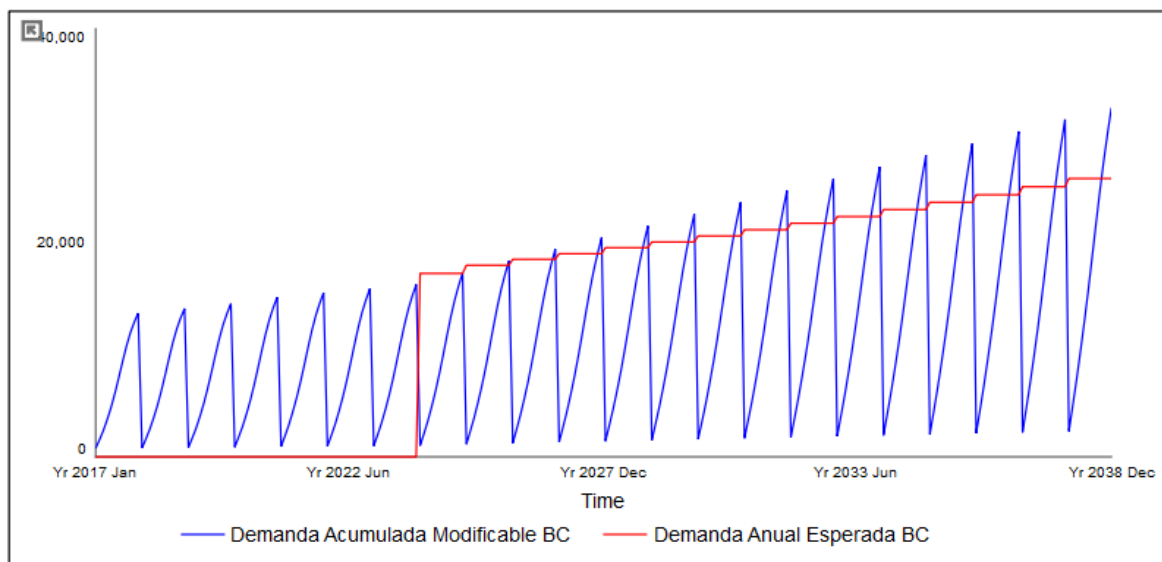


Figura 4.35 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de incremento poblacional anual del 1.5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en Figura 4.34, un incremento en la tasa de crecimiento poblacional al 1.5% provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica regional. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.35, donde la trayectoria proyectada por el modelo no solo supera las previsiones oficiales de la SENER, sino que la brecha entre ambos escenarios se acentúa progresivamente con el paso de los años. Este hallazgo es significativo, ya que indica que tasas de expansión demográfica similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en Baja California, evidenciando que el sistema es altamente sensible a las dinámicas de poblamiento.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración poblacional regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una tasa de crecimiento poblacional más moderada del 0.5% anual, representando una desaceleración respecto a la tendencia histórica. En la Figura 4.36, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante este ritmo de expansión demográfica atenuado. Por su parte, la Figura

4.37 exhibe el efecto acumulado en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

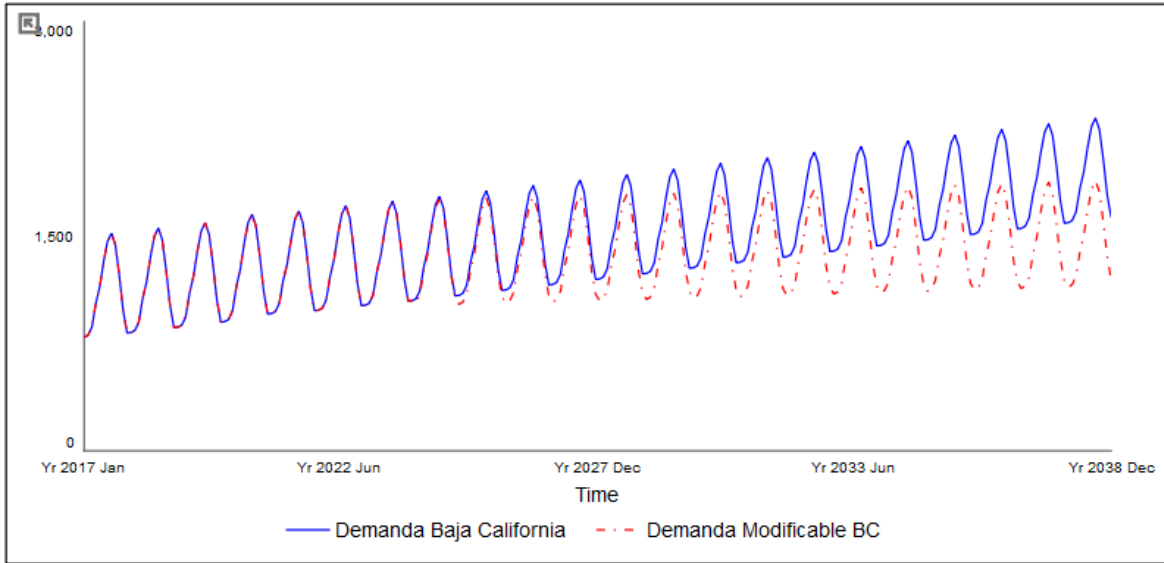


Figura 4.36 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.5% anual). Fuente: Elaboración propia.

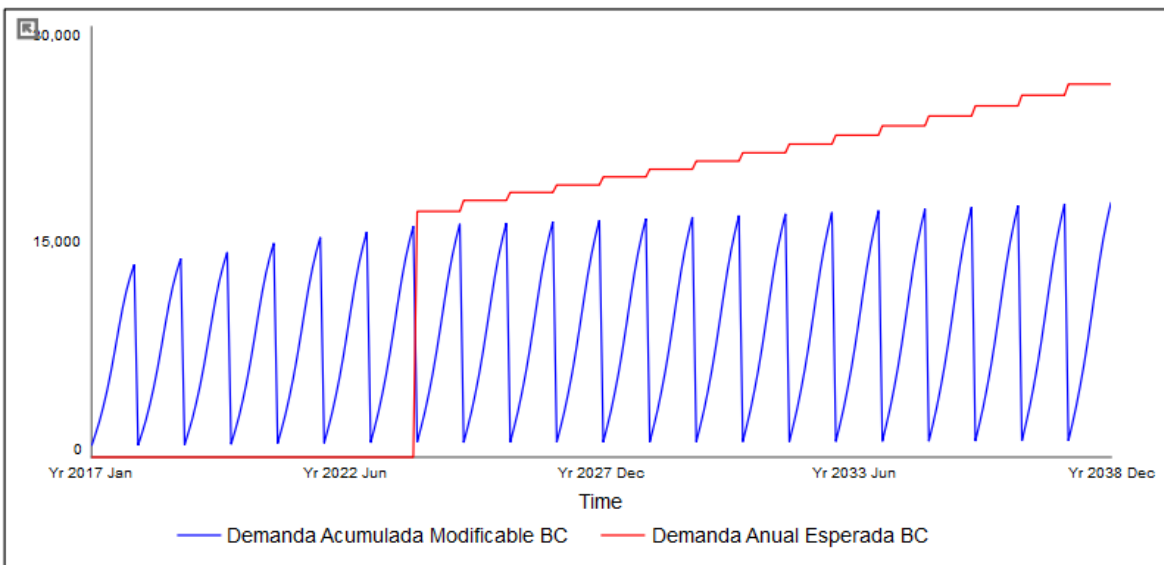


Figura 4.37 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.5% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.36, una tasa de crecimiento poblacional moderada al 0.5% resulta en una reducción clara de la demanda eléctrica regional en comparación con la tendencia histórica. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.37, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa considerablemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER, evidenciando una divergencia significativa entre ambos escenarios. Estos resultados confirman que la expansión demográfica es una variable con un impacto determinante en la demanda energética de Baja California; no obstante, bajo estas condiciones de crecimiento atenuado, la suficiencia del suministro no presenta riesgos, reafirmando la alta sensibilidad del sistema ante las dinámicas de poblamiento.

4.2.1.3 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento económico

Durante el periodo 2017-2023, la región de Baja California mostró una tendencia ascendente en su desarrollo económico, registrando una tasa de crecimiento promedio del 7.62%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el Producto Interno Bruto (PIB) regional y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica; dicha correlación es un factor determinante para la planificación de la infraestructura y el fortalecimiento de la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento económico acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 20% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un escenario de expansión económica acelerada. En la Figura 4.38, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho crecimiento. Por su parte, la Figura 4.39 exhibe el efecto acumulado de esta alza económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

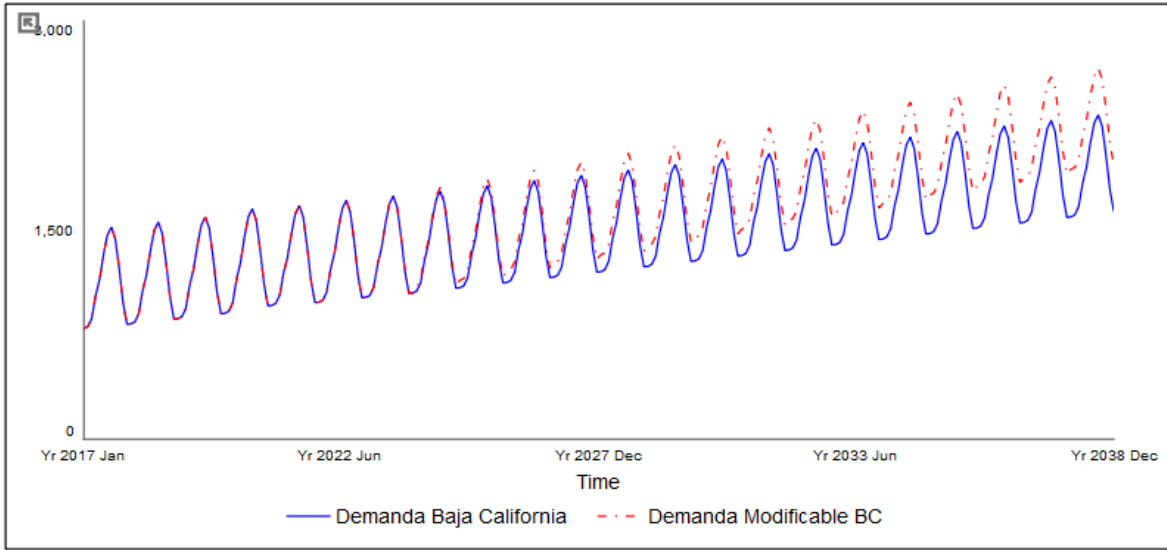


Figura 4.38 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 20%. Fuente: Elaboración propia.

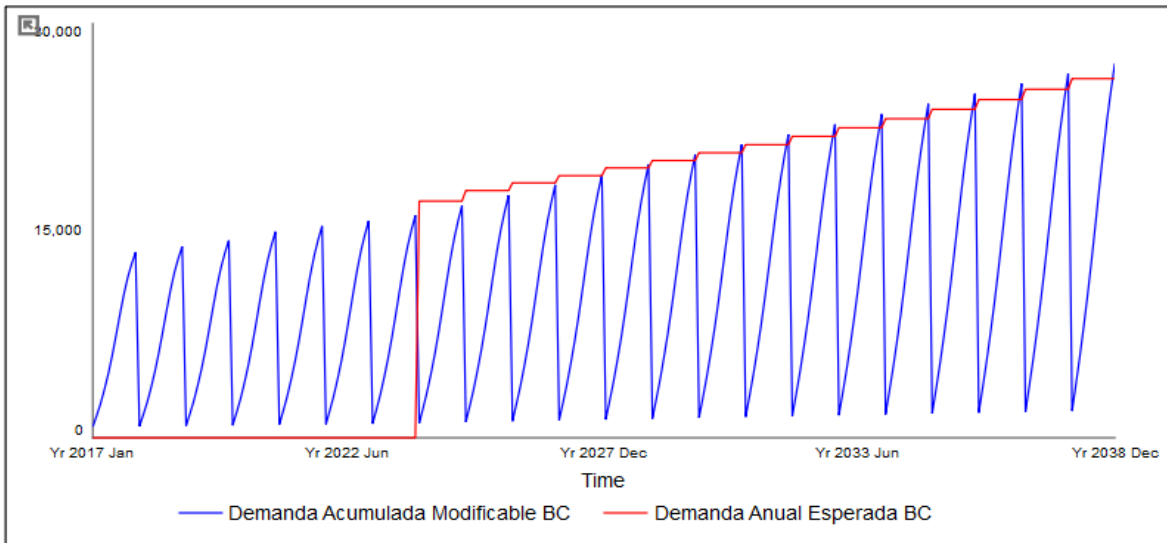


Figura 4.39 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de incremento económico anual del 20% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.38, un escenario de crecimiento económico acelerado con una tasa del 20% anual genera apenas un incremento marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.39, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa escasamente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en Baja California no se verían comprometidos ante expansiones económicas agresivas.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración económica regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una contracción anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un contexto de recesión económica. En la Figura 4.40, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.41 exhibe el efecto acumulado de esta contracción económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

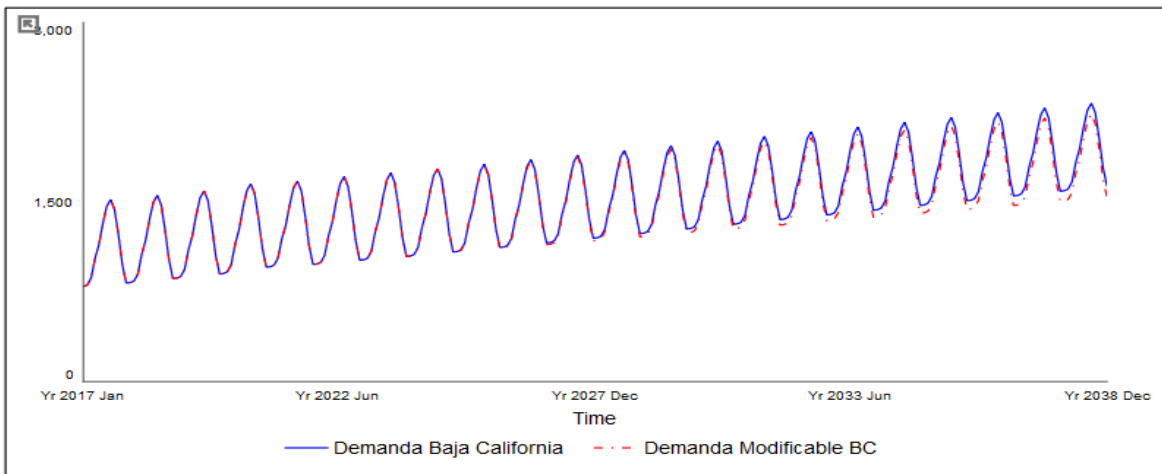


Figura 4.40 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

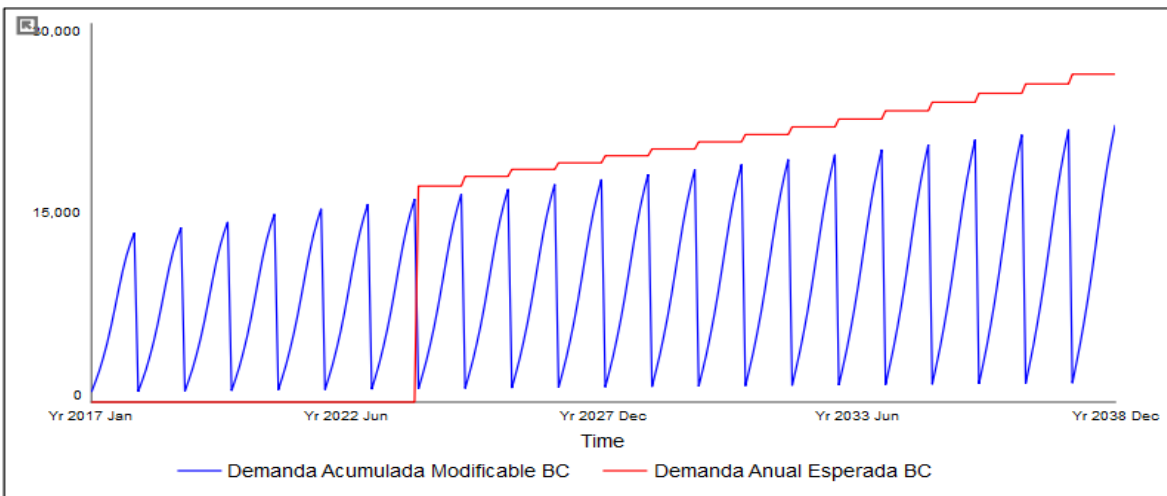


Figura 4.41 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.38, un escenario de recesión económica con una tasa de contracción del 10% anual genera apenas una disminución marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.39, donde la trayectoria proyectada por el modelo muestra valores no muy lejanos a las previsiones oficiales de la SENER, situándose por debajo de las mismas. Este hallazgo es altamente significativo, ya que reafirma que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en Baja California presentan una notable rigidez ante las fluctuaciones del PIB.

4.2.1.4 Análisis de sensibilidad para la variable del precio de la energía eléctrica

Durante el periodo 2017-2023 el precio de la energía mostró una tendencia ascendente, registrando una tasa de crecimiento promedio del 3.72%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el precio del kilo watt hora en la región.

a) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al alza del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de presión tarifaria superior al promedio histórico. En la Figura 4.42, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho ajuste en los costos. Por su parte, la Figura 4.43 exhibe el efecto acumulado de este incremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja). Este análisis permite evaluar si el precio actúa como un mecanismo de señalización suficiente para desincentivar el consumo o si la demanda permanece inelástica ante las variaciones en el costo del servicio para esta región.

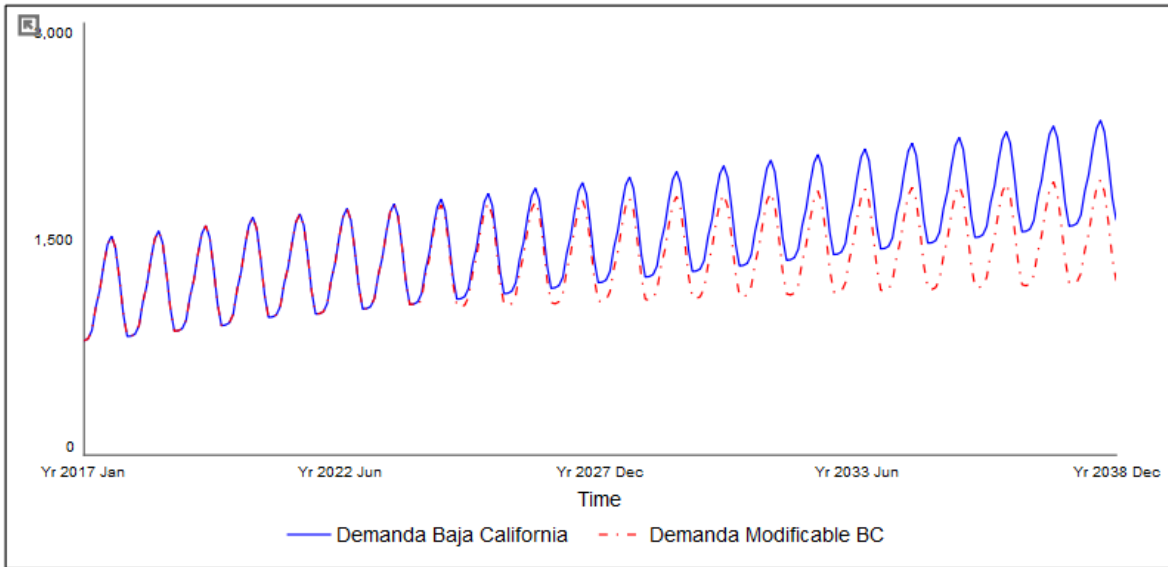


Figura 4.42 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

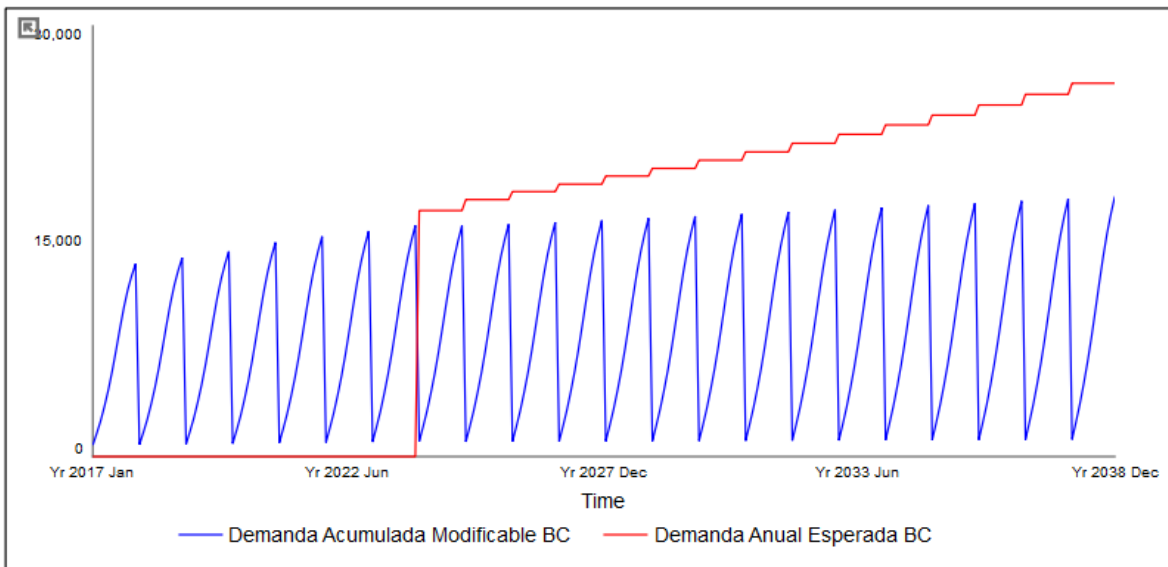


Figura 4.43 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.44, un escenario de crecimiento tarifario con una tasa del 10% anual genera una reducción perceptible en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.45, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo,

el precio de la energía eléctrica en la región de Baja California actúa como un mecanismo de señalización efectivo para desincentivar el consumo. Lo anterior evidencia una elasticidad-precio de la demanda que podría ser aprovechada para implementar políticas de eficiencia energética y gestión de la carga en la zona.

b) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al baja del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un decremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de atenuación tarifaria respecto al promedio histórico. En la Figura 4.44, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicha reducción en los costos. Por su parte, la Figura 4.45 exhibe el efecto acumulado de este decremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

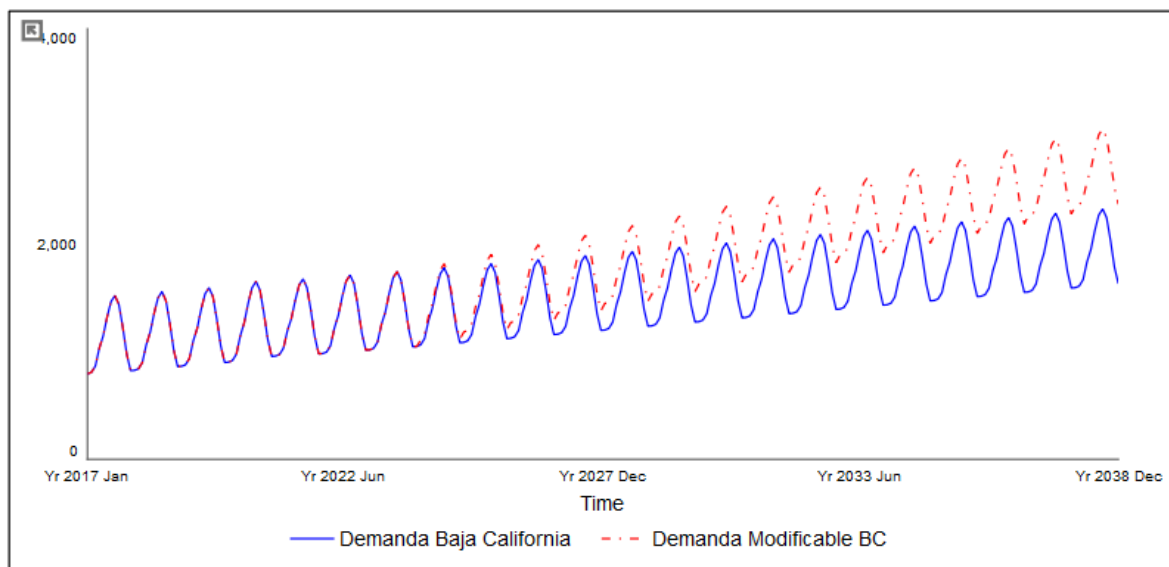


Figura 4.44 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

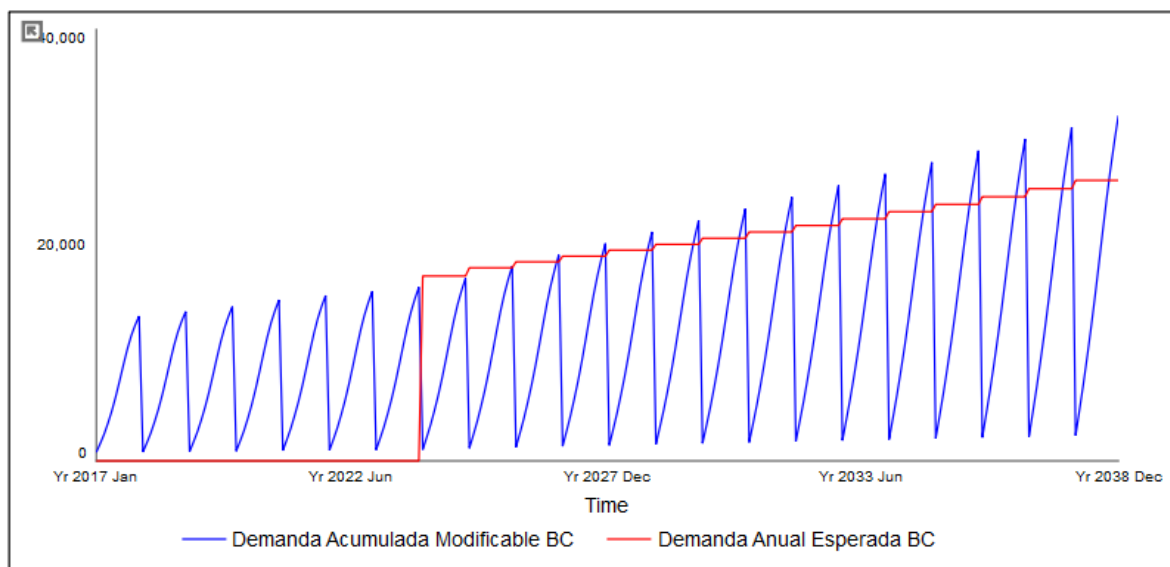


Figura 4.45 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.44, un escenario de reducción tarifaria con una tasa del 10% anual genera un alza significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.45, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que confirma que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en Baja California actúa como un mecanismo de señalización determinante; en este contexto, una disminución en el costo del servicio funciona como un estímulo que expande la demanda, lo que podría derivar en una mayor presión sobre la capacidad instalada del sistema si no se acompaña de políticas de uso eficiente.

4.2.2 Resultados y análisis de sensibilidad para Baja California Sur (BCS)

Los resultados de la simulación para la demanda eléctrica mensual se presentan en la Figura 4.46 donde la línea sólida azul representa el comportamiento histórico en la región de Baja California Sur y la línea punteada roja ilustra las proyecciones generadas por el modelo de pronóstico. Complementariamente, la Figura 4.47 exhibe la demanda anual; en esta, la línea sólida azul corresponde a las proyecciones del modelo dinámico, mientras que la línea sólida roja representa el escenario esperado por la SENER para esta región.

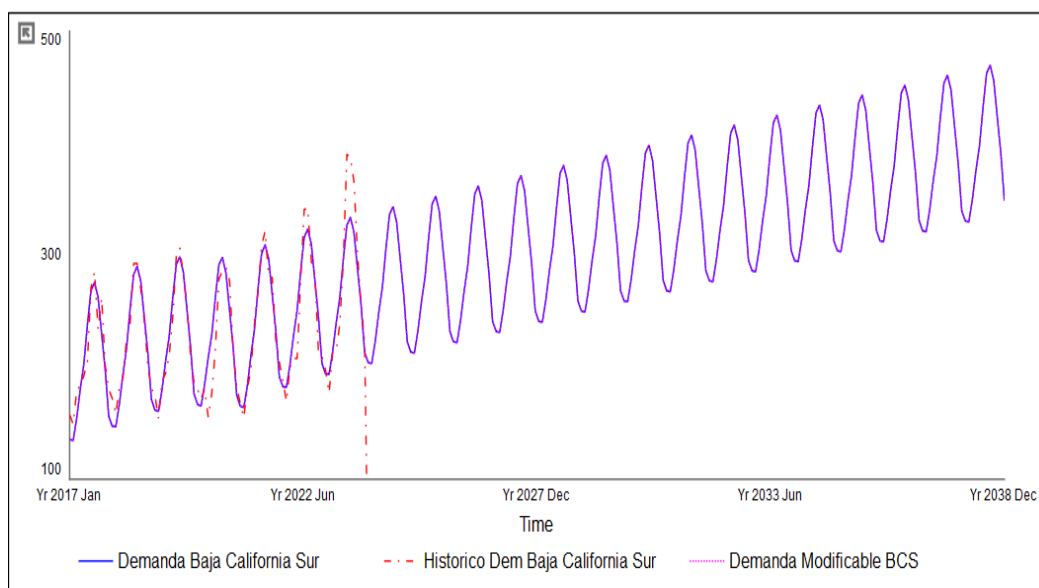


Figura 4.46 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región de Baja California Sur basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.

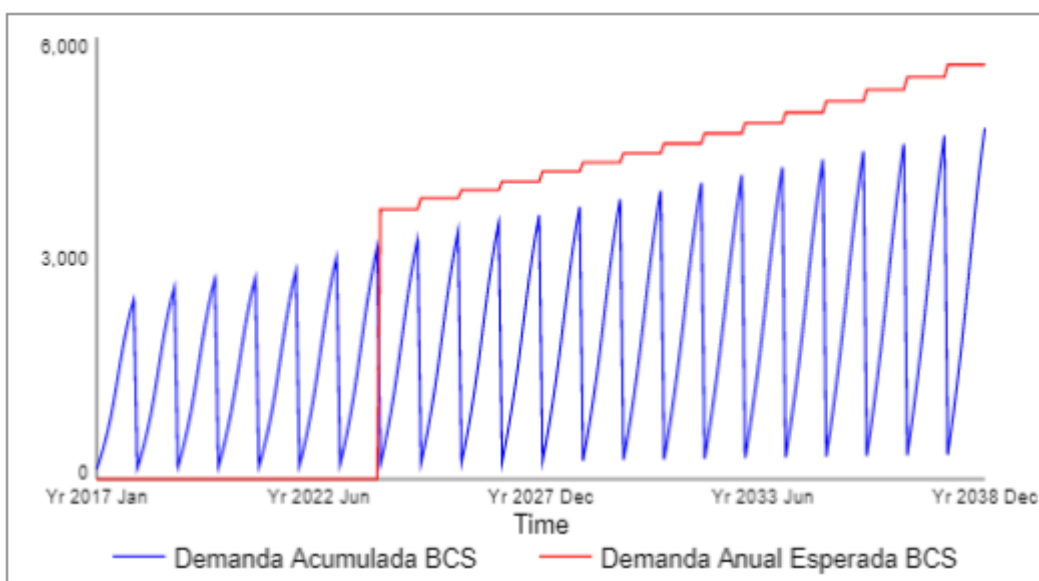


Figura 4.47 Demanda anual de energía eléctrica en la región de Baja California Sur: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.

Como se aprecia en la Figura 4.46 la demanda eléctrica regional exhibe un crecimiento moderado con variaciones estacionales a lo largo del periodo mensual. Al contrastar estos resultados con la Figura 4.47, se observa que la proyección basada en tendencias históricas se sitúa por debajo de las expectativas emitidas por la SENER. Esta discrepancia sugiere que,

bajo el escenario tendencial actual, existe un margen de holgura respecto a la planeación oficial, lo que podría interpretarse como una condición de suficiencia en el suministro para los próximos quince años, siempre que las variables críticas mantengan su comportamiento histórico.

4.2.2.1 Análisis de sensibilidad para la variable temperatura

Durante el periodo comprendido entre 2017 y 2023, la región de Baja California Sur experimentó una tendencia decreciente en sus registros térmicos, con una variación promedio del 0.52% lo que se traduce en descensos en la temperatura de aproximadamente 0.15 °C cada año. Con base en este comportamiento histórico, se procedió al diseño de escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios climáticos atípicos y su impacto directo en la demanda eléctrica regional

a) Escenario de sensibilidad: Incremento térmico

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento térmico anual de 0.5 °C. En la Figura 4.48, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.49 exhibe el efecto acumulado de esta alza térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

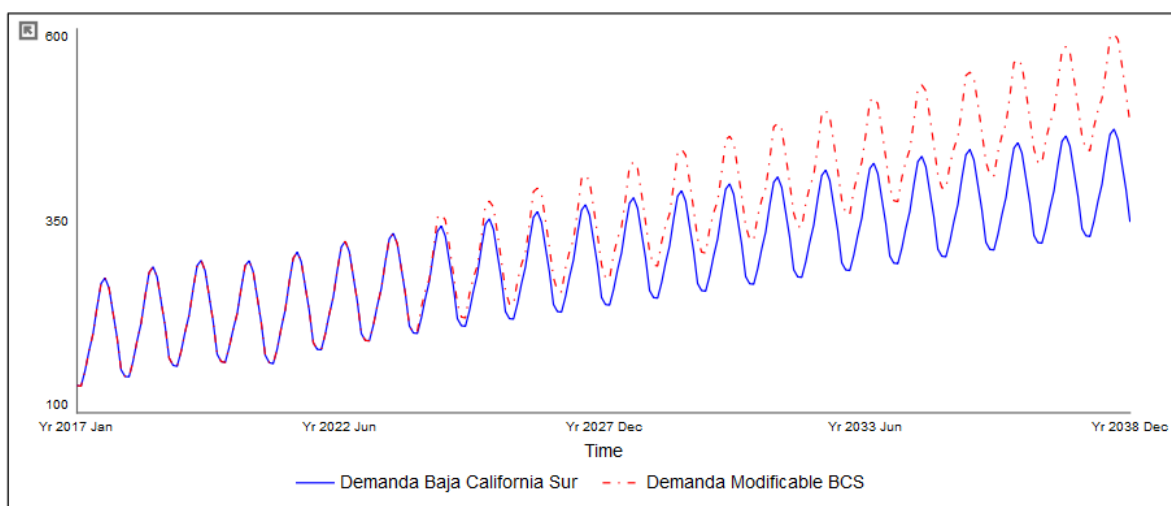


Figura 4.48 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.

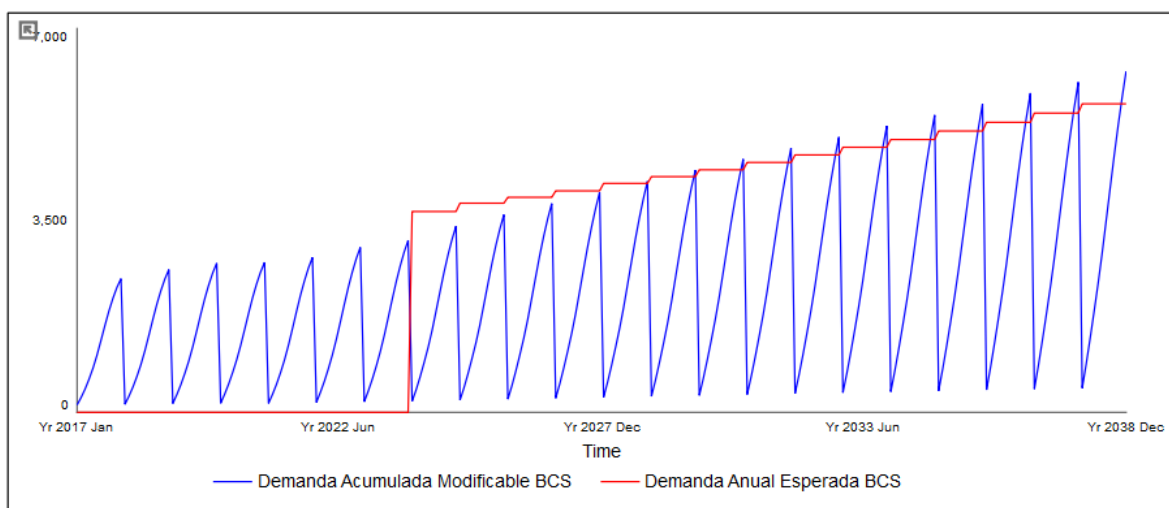


Figura 4.49 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.48 un incremento térmico anual de 0.5 °C, provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica, intensificando los picos estacionales. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.49, donde la demanda proyectada por el modelo supera, aunque no por mucho a las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es crítico, ya que indica que fluctuaciones térmicas similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región de Baja California Sur. En consecuencia, se evidencia la sensibilidad del sistema ante el forzamiento climático.

b) Escenario de sensibilidad: Atenuación térmica

Para el escenario de sensibilidad opuesto, se propone una atenuación térmica anual de 1 °C. En la Figura 4.50, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.51 exhibe el efecto acumulado de esta baja térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

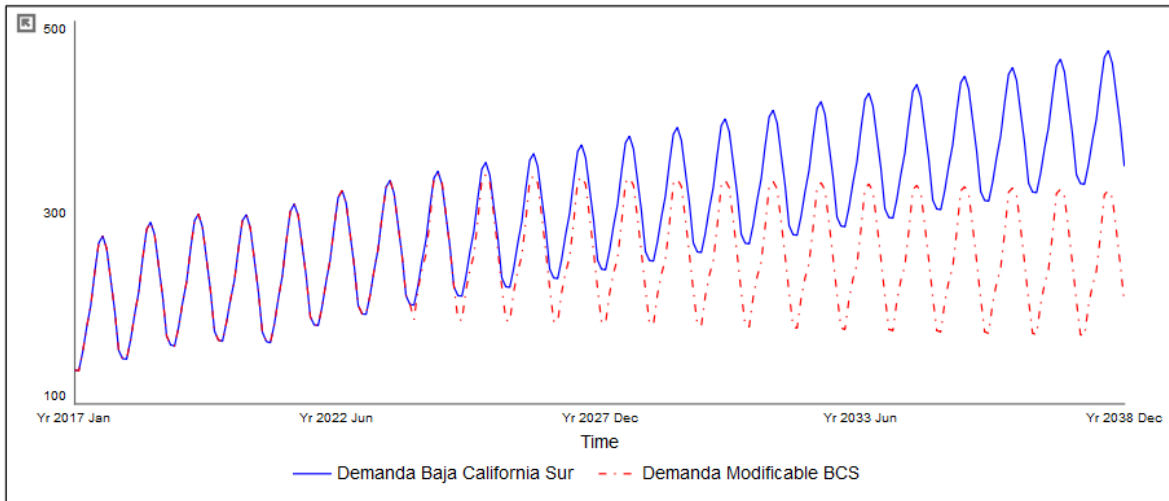


Figura 4.50 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 1 °C. Fuente: Elaboración propia.

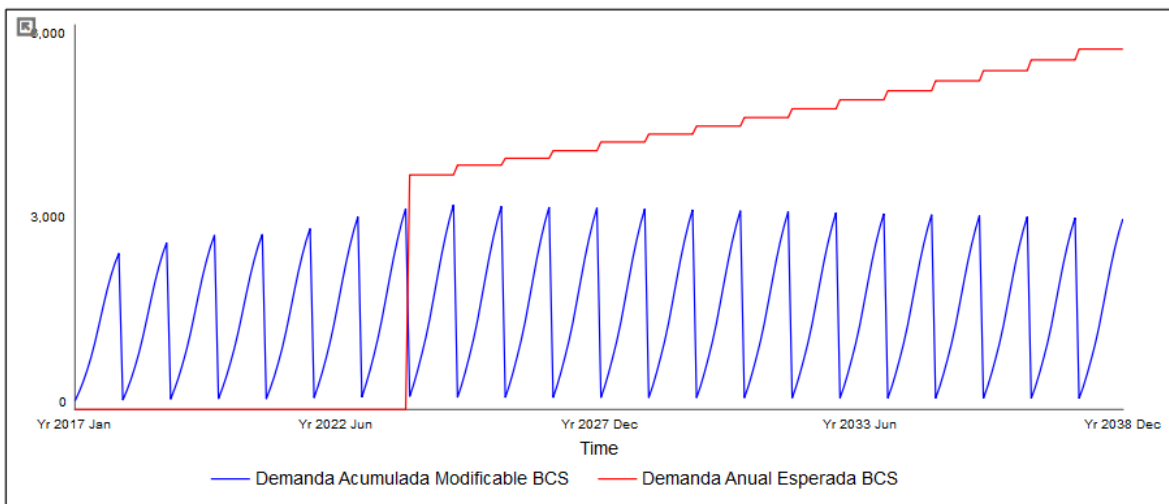


Figura 4.51 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de decremento térmico anual de 1 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.50, un decremento térmico anual de 1 °C provoca una reducción significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.51 donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Estos resultados indican que, la demanda es altamente sensible cambios térmico, para escenarios de atenuación térmica, el sistema eléctrico de la región de Baja California Sur presenta un amplio margen de suficiencia,

minimizando los riesgos operativos y garantizando la estabilidad del suministro bajo condiciones climáticas similares a la propuesta en este escenario.

4.2.2.2 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento poblacional

Durante el periodo 2017-2023, la región de Baja California Sur mostró una tendencia ascendente en su dinámica demográfica, registrando una tasa de crecimiento promedio del 0.95%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios en la demografía y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica regional, factor determinante para la planificación de la infraestructura y la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento poblacional acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento poblacional anual de 2%. En la Figura 4.52, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.53 exhibe el efecto acumulado de esta alza poblacional en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

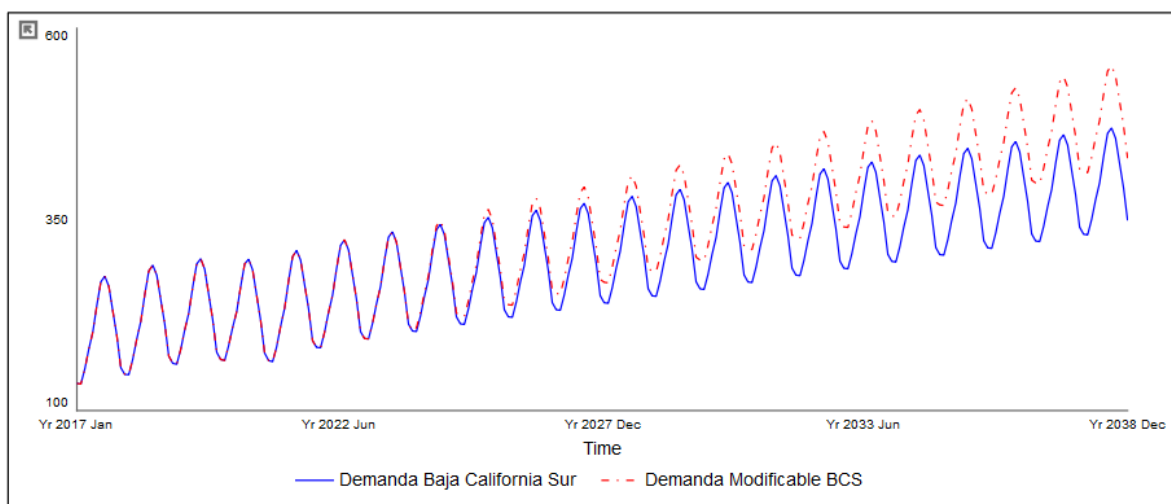


Figura 4.52 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 2%. Fuente: Elaboración propia.

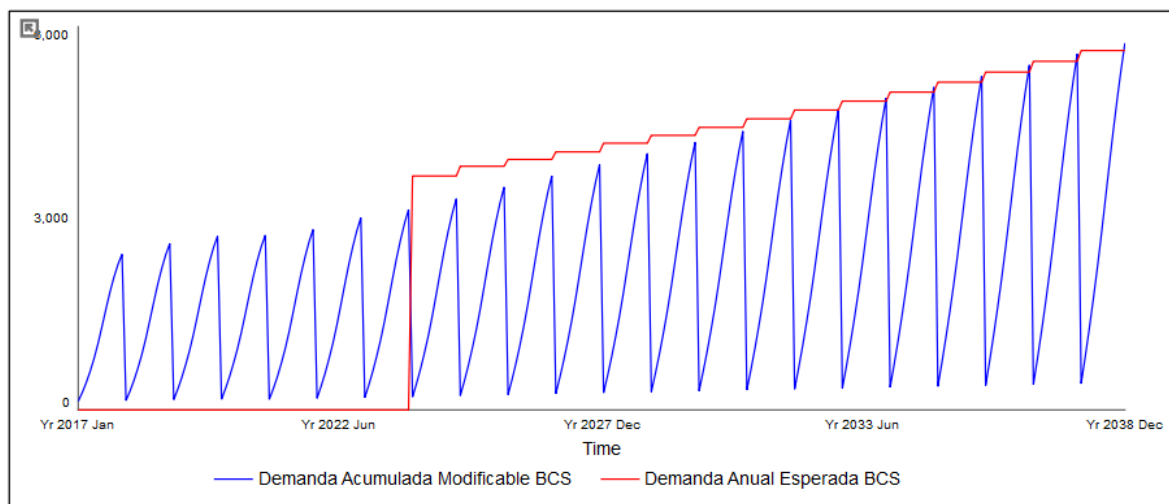


Figura 4.53 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de incremento poblacional anual del 2% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en Figura 4.52, un incremento en la tasa de crecimiento poblacional al 2% provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica regional. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.53, donde la trayectoria proyectada por el modelo que no supera las previsiones oficiales de la SENER, sin embargo, ahora convergen a los mismos valores, reduciendo la brecha que había con las proyecciones acorde a la tendencia histórica. Este hallazgo es significativo, ya que indica que tasas de expansión demográfica similares o superiores pueden comprometer el margen de reserva y la estabilidad del suministro en Baja California Sur, evidenciando que el sistema es considerablemente sensible a las dinámicas de poblamiento.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración poblacional regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una tasa de reducción poblacional moderada del -0.1% anual, representando una desaceleración respecto a la tendencia histórica. En la Figura 4.54, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante este ritmo de contracción demográfica. Por su parte, la Figura 4.55 exhibe el efecto acumulado en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

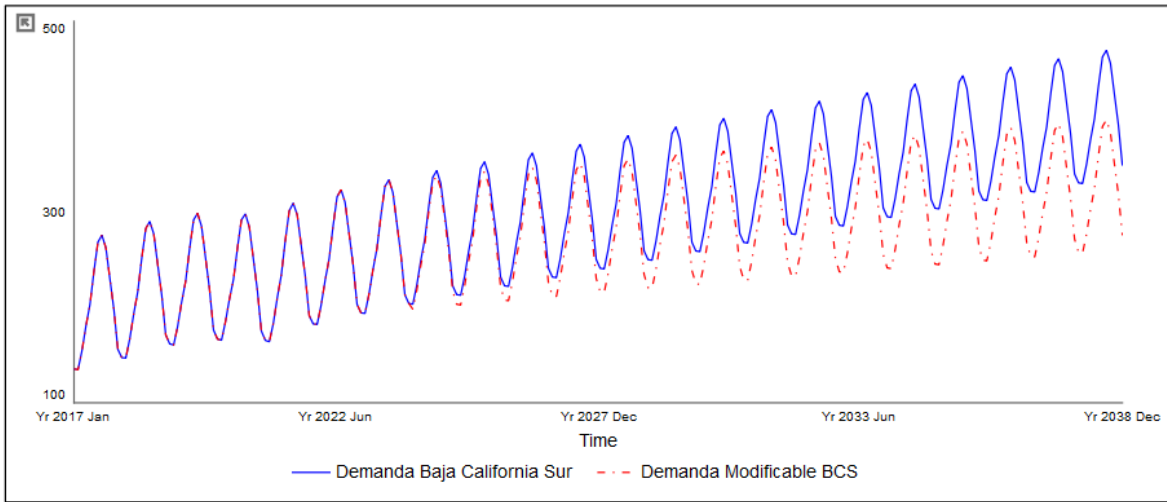


Figura 4.54 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante reducción poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al -0.1% anual). Fuente: Elaboración propia.

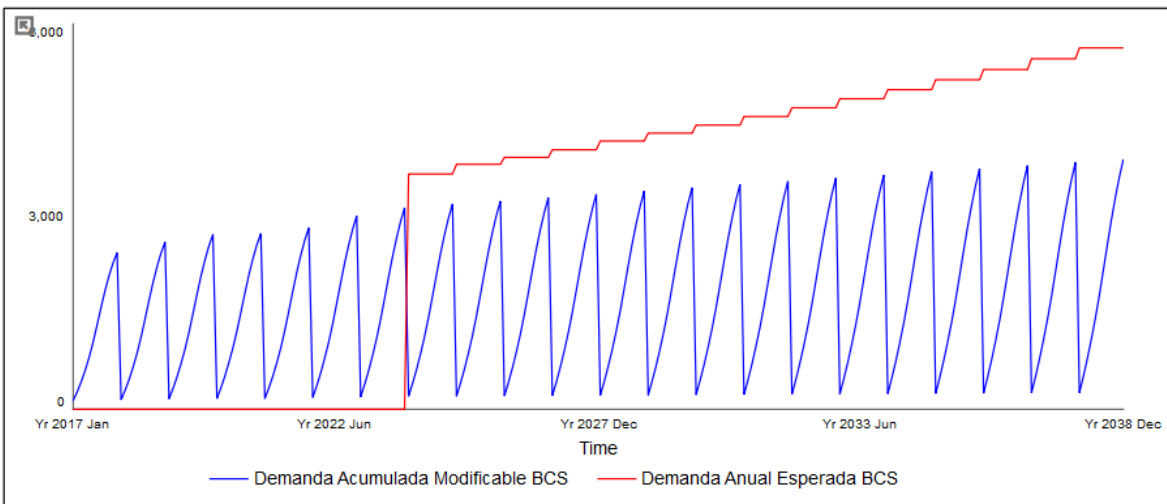


Figura 4.55 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de reducción poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.1% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.54, una tasa de reducción poblacional moderada al -0.1% resulta en una reducción clara de la demanda eléctrica regional en comparación con la tendencia histórica. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.55, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa considerablemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER, evidenciando una divergencia significativa entre ambos escenarios. Estos

resultados confirman que la expansión demográfica es una variable con un impacto determinante en la demanda energética de Baja California Sur; no obstante, bajo estas condiciones de crecimiento atenuado, la suficiencia del suministro no presenta riesgos, reafirmando la alta sensibilidad del sistema ante las dinámicas de poblamiento.

4.2.2.3 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento económico

Durante el periodo 2017-2023, la región de Baja California Sur mostró una tendencia ascendente en su desarrollo económico, registrando una tasa de crecimiento promedio del – 9.83%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el Producto Interno Bruto (PIB) regional y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica; dicha correlación es un factor determinante para la planificación de la infraestructura y el fortalecimiento de la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento económico acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 20% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un escenario de expansión económica acelerada. En la Figura 4.56, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho crecimiento. Por su parte, la Figura 4.57 exhibe el efecto acumulado de esta alza económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

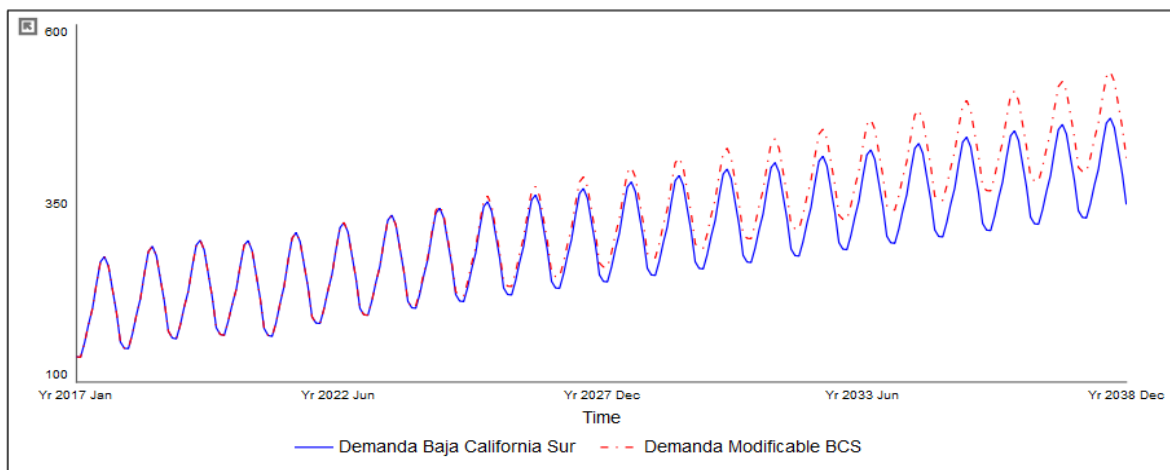


Figura 4.56 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 20%. Fuente: Elaboración propia.

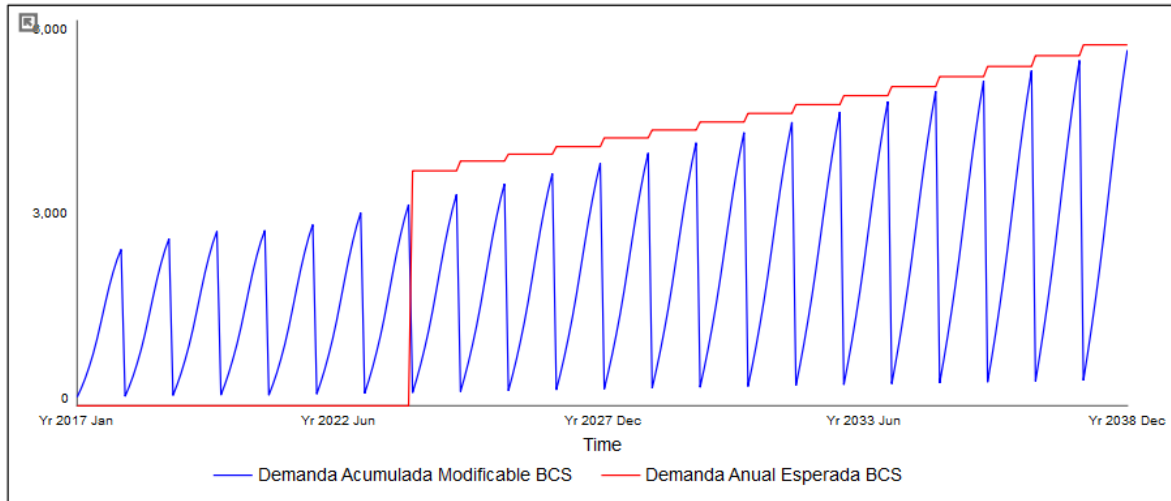


Figura 4.57 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de incremento económico anual del 20% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.56, un escenario de crecimiento económico acelerado con una tasa del 20% anual genera un incremento moderado en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.57, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa aun por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en Baja California Sur no se verían comprometidos ante expansiones económicas agresivas.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración económica regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una contracción anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un contexto de recesión económica. En la Figura 4.58, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.59 exhibe el efecto acumulado de esta contracción económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

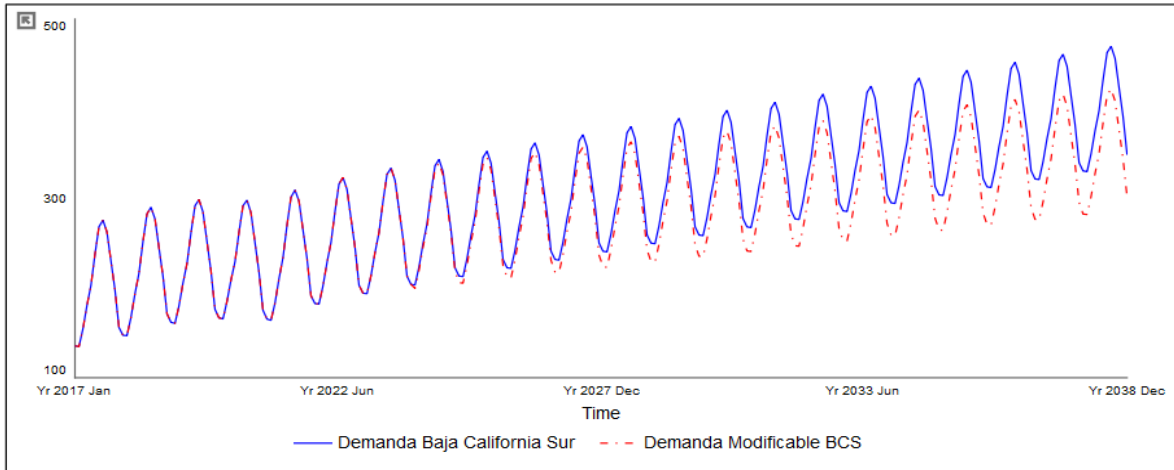


Figura 4.58 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

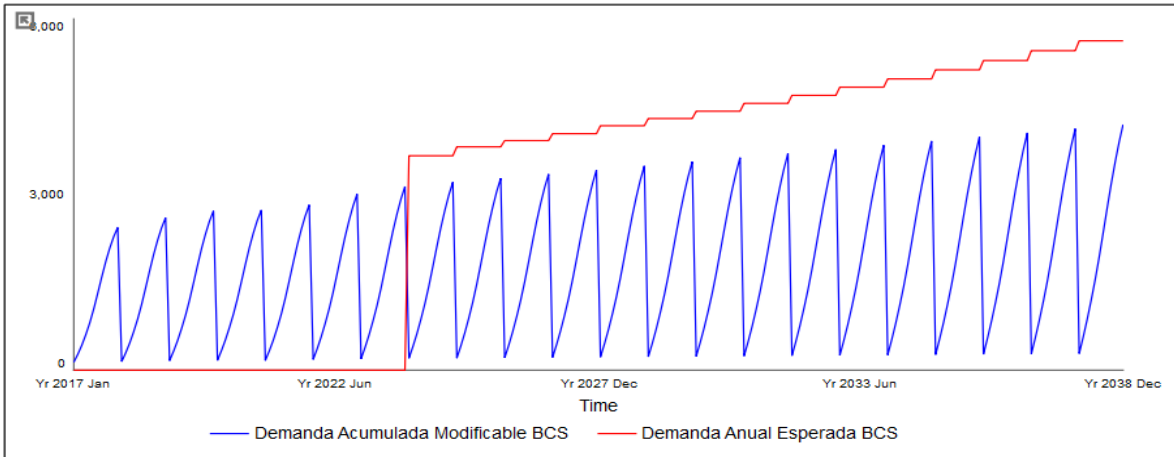


Figura 4.59 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.58, un escenario de recesión económica con una tasa de contracción del 10% anual genera apenas una disminución marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.59, donde la trayectoria proyectada por el modelo muestra valores no muy parecidos a los esperados por la tenencia histórica y quedando por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que reafirma que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en Baja California Sur presentan una notable rigidez ante las fluctuaciones del PIB.

4.2.2.4 Análisis de sensibilidad para la variable del precio de la energía eléctrica

Durante el periodo 2017-2023 el precio de la energía mostró una tendencia ascendente, registrando una tasa de crecimiento promedio del 3.72%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el precio del kilo watt hora en la región.

a) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al alza del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de presión tarifaria superior al promedio histórico. En la Figura 4.60, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho ajuste en los costos. Por su parte, la Figura 4.61 exhibe el efecto acumulado de este incremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja). Este análisis permite evaluar si el precio actúa como un mecanismo de señalización suficiente para desincentivar el consumo o si la demanda permanece inelástica ante las variaciones en el costo del servicio para esta región.

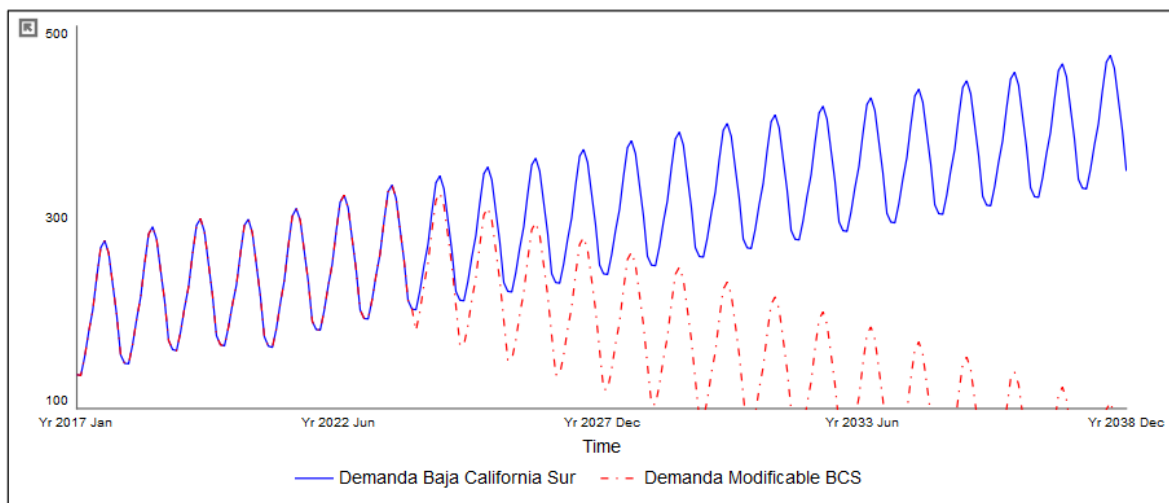


Figura 4.60 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

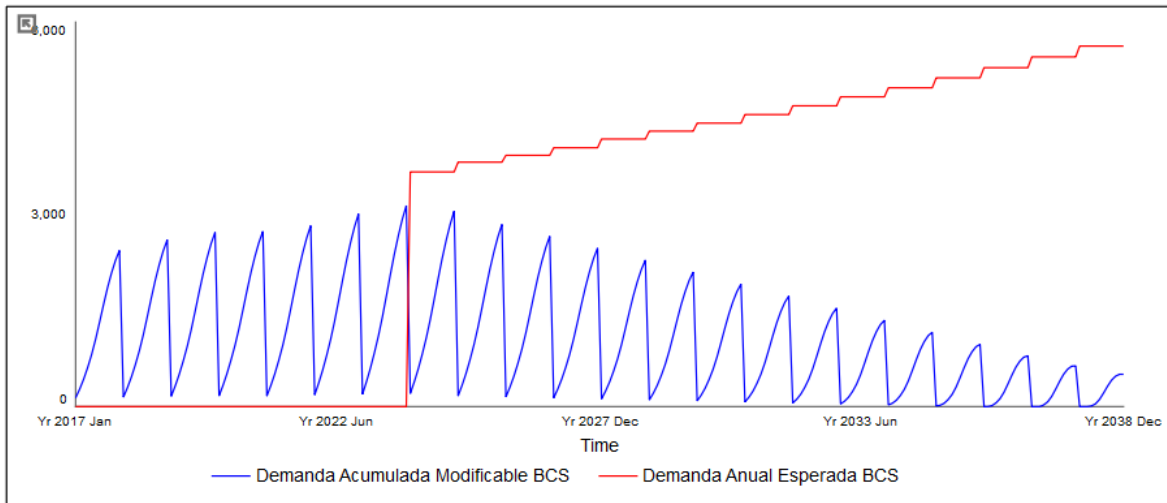


Figura 4.61 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.60, un escenario de crecimiento tarifario con una tasa del 10% anual genera una reducción agresiva en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.61, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa en valores mínimos y muy por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, la demanda eléctrica es extremadamente sensible al precio de la energía eléctrica en la región de Baja California Sur actúa como un mecanismo de señalización efectivo para desincentivar el consumo. Lo anterior evidencia una elasticidad-precio de la demanda que podría ser aprovechada para implementar políticas de eficiencia energética y gestión de la carga en la zona.

b) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al baja del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un decremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de atenuación tarifaria respecto al promedio histórico. En la Figura 4. 62, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicha reducción en los costos. Por su parte, la Figura 4.63 exhibe el efecto acumulado de este decremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

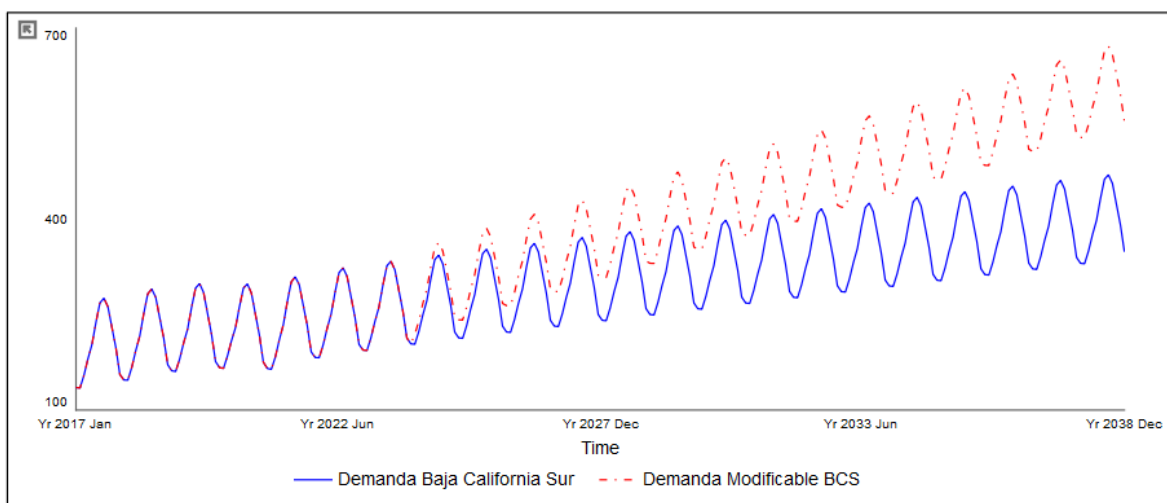


Figura 4. 62 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

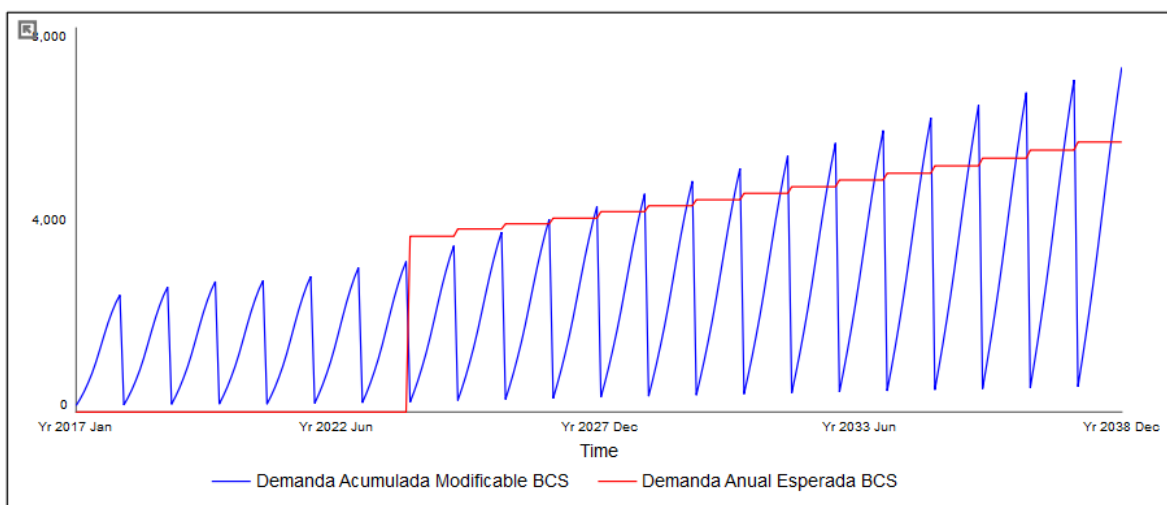


Figura 4.63 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4. 62, un escenario de reducción tarifaria con una tasa del 10% anual genera un alza significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.63, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa por encima de las previsiones oficiales de la SENER lo que significa un aumento considerable en la demanda eléctrica. Este hallazgo es altamente significativo, ya que confirma que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en Baja California Sur actúa

como un mecanismo de señalización determinante; en este contexto, una disminución en el costo del servicio funciona como un estímulo que expande la demanda, lo que podría derivar en una mayor presión sobre la capacidad instalada del sistema si no se acompaña de políticas de uso eficiente.

4.2.3 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Centro (CEN)

Los resultados de la simulación para la demanda eléctrica mensual se presentan en la Figura 4.64 donde la línea sólida azul representa el comportamiento histórico en la región Centro y la línea punteada roja ilustra las proyecciones generadas por el modelo de pronóstico. Complementariamente, la Figura 4.65 exhibe la demanda anual; en esta, la línea sólida azul corresponde a las proyecciones del modelo dinámico, mientras que la línea sólida roja representa el escenario esperado por la SENER para esta región.

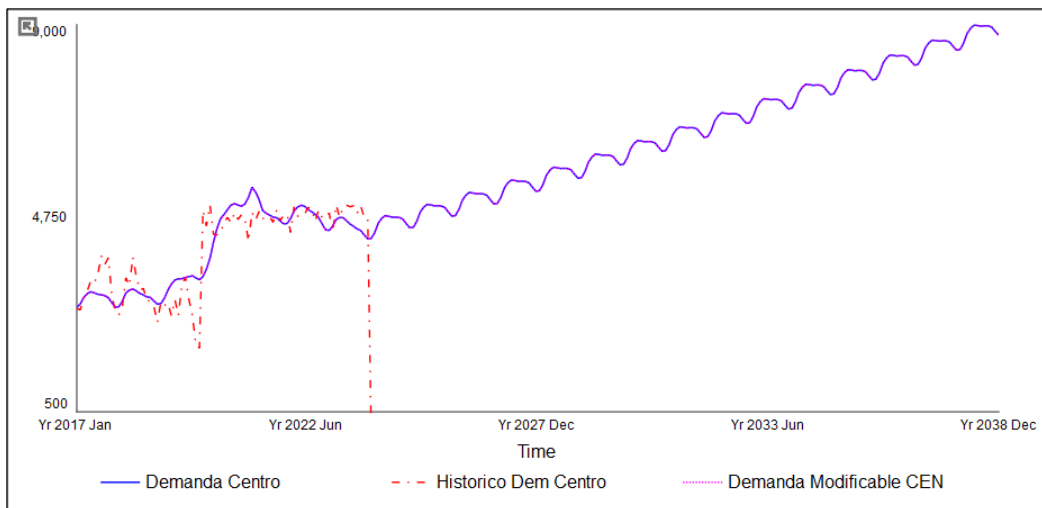


Figura 4.64 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Centro basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.

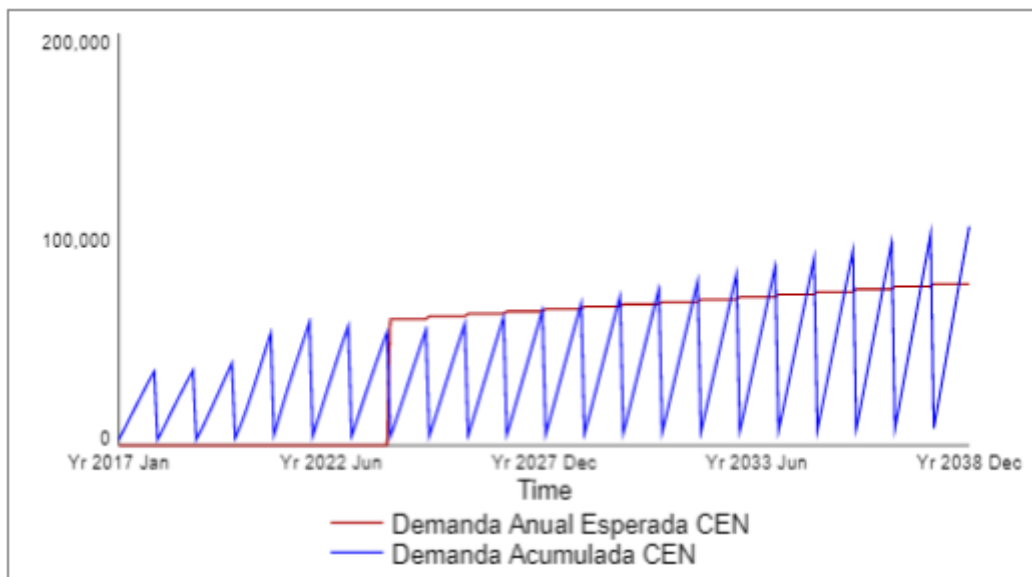


Figura 4.65 Demanda anual de energía eléctrica en la región Centro: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.

Como se aprecia en la Figura 4.64 la demanda eléctrica regional exhibe un crecimiento acelerado con variaciones estacionales a lo largo del periodo mensual. Al contrastar estos resultados con la Figura 4.65, se observa que la proyección basada en tendencias históricas supera las expectativas emitidas por la SENER, diferencia que se acentúa con el paso del tiempo. Esta discrepancia sugiere que, bajo el escenario tendencial actual, se está subestimando el crecimiento regional, lo que podría interpretarse como una condición de riesgo en el suministro para los próximos quince años, siempre que las variables críticas mantengan su comportamiento histórico.

4.2.3.1 Análisis de sensibilidad para la variable temperatura

Durante el periodo comprendido entre 2017 y 2023, la región Centro experimentó una tendencia creciente en sus registros térmicos, con una variación promedio del 0.68% lo que se traduce en descensos en la temperatura de aproximadamente 0.15 °C cada año. Con base en este comportamiento histórico, se procedió al diseño de escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores a dicho umbral. Esta aproximación permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios climáticos atípicos y su impacto directo en la demanda eléctrica regional

a) Escenario de sensibilidad: Incremento térmico

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento térmico anual de 1 °C. En la Figura 4.66, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.67 exhibe el efecto acumulado de esta alza térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

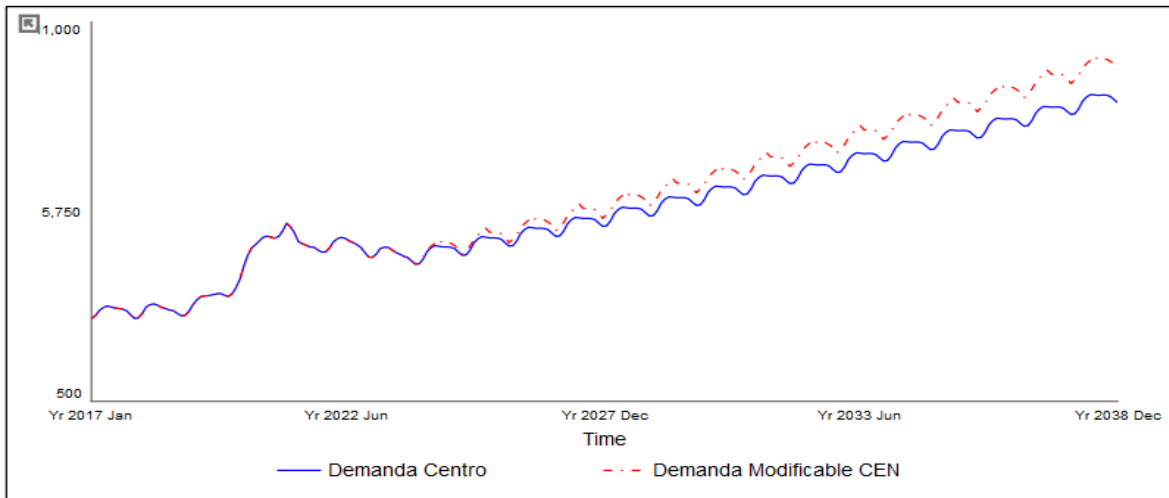


Figura 4.66 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 1 °C. Fuente: Elaboración propia.

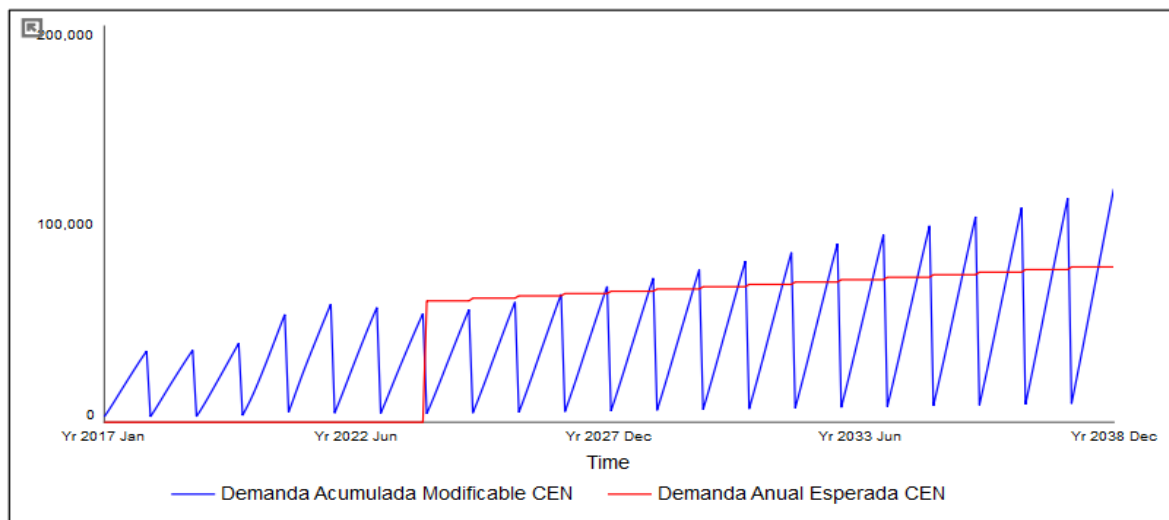


Figura 4.67 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario de incremento térmico anual de 1 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.66 un incremento térmico anual de 1 °C, provoca un aumento moderado en la demanda eléctrica, intensificando los picos estacionales. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.67, donde la demanda proyectada por el modelo supera, aunque no por mucho a las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es crítico, ya que indica que fluctuaciones térmicas similares o superiores no afectarían sustancialmente al ya comprometido margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Centro. En consecuencia, se evidencia la poca sensibilidad del sistema ante el forzamiento climático.

b) Escenario de sensibilidad: Atenuación térmica

Para el escenario de sensibilidad opuesto, se propone una atenuación térmica anual de 1 °C. En la Figura 4.68, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.69 exhibe el efecto acumulado de esta baja térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

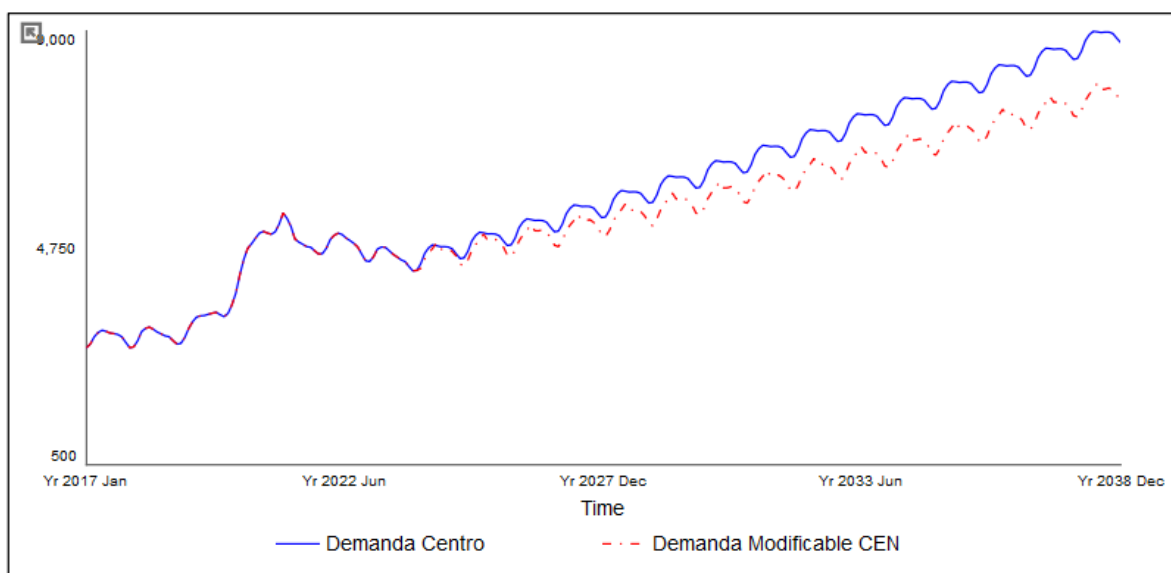


Figura 4.68 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 1 °C. Fuente: Elaboración propia.

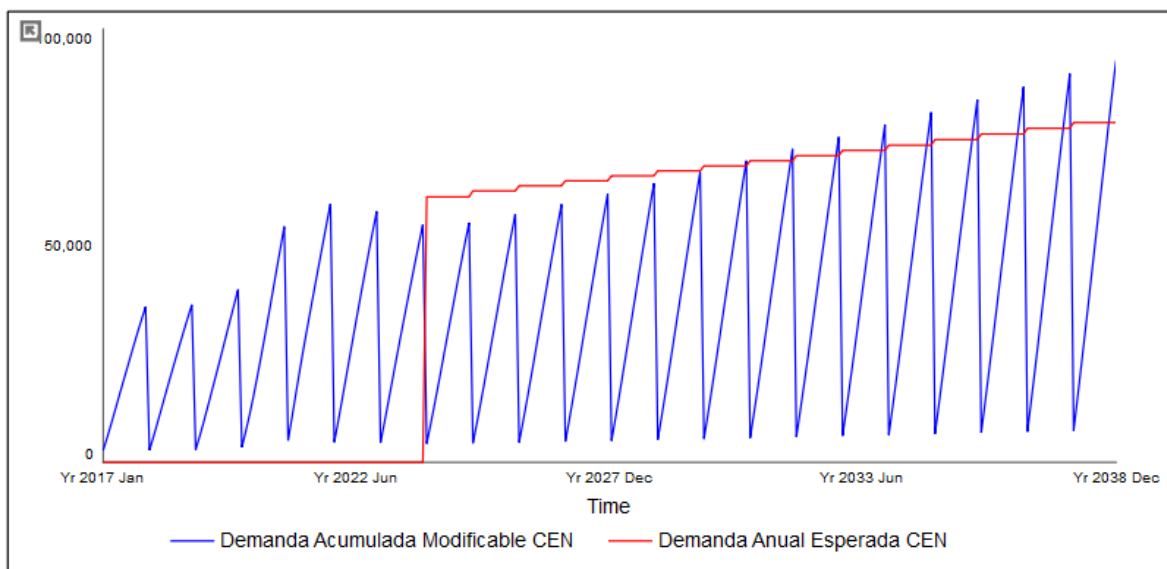


Figura 4.69 Demanda agregada anual en la región Centro escenario de decremento térmico anual de 1 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.68, un decremento térmico anual de 1 °C provoca una reducción en la demanda eléctrica, sin embargo, no crea un descenso considerable en la región. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.69 donde la trayectoria proyectada por el modelo aun por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Estos resultados indican que, ante escenarios de atenuación térmica, el sistema eléctrico de la región Centro no logra bajar la demanda lo suficiente para llegar a un margen de suficiencia aceptable y así poder minimizar los riesgos operativos para garantizar la estabilidad del suministro eléctrico.

4.2.3.2 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento poblacional

Durante el periodo 2017-2023, la región Centro mostró una tendencia ascendente en su dinámica demográfica, registrando una tasa de crecimiento promedio del 0.3%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios en la demografía y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica regional, factor determinante para la planificación de la infraestructura y la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento poblacional acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento poblacional anual de 1%. En la Figura 4.70, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.7/Figura 4.31 exhibe el efecto acumulado de esta alza poblacional en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

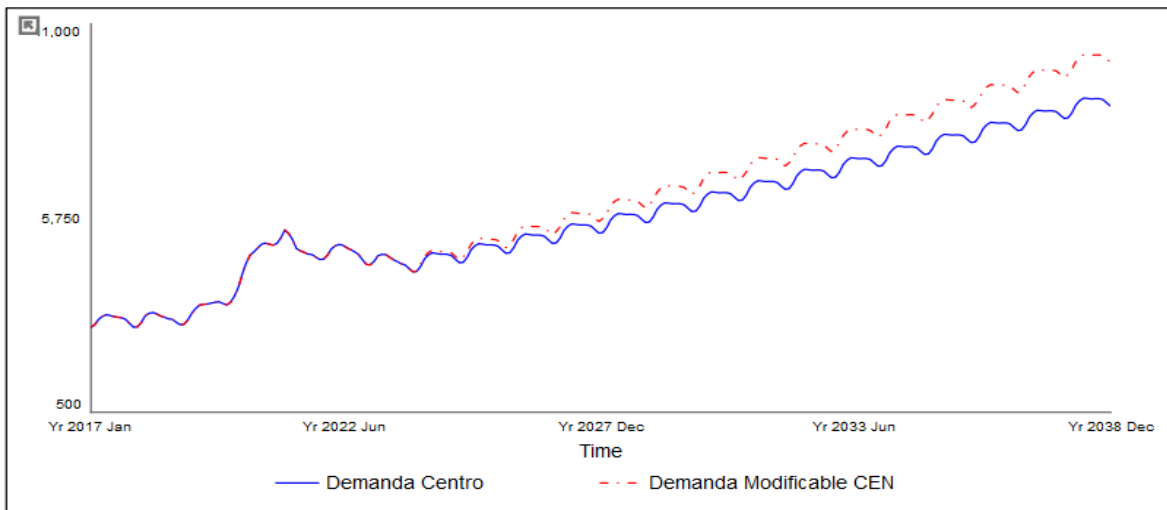


Figura 4.70 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1%. Fuente: Elaboración propia.

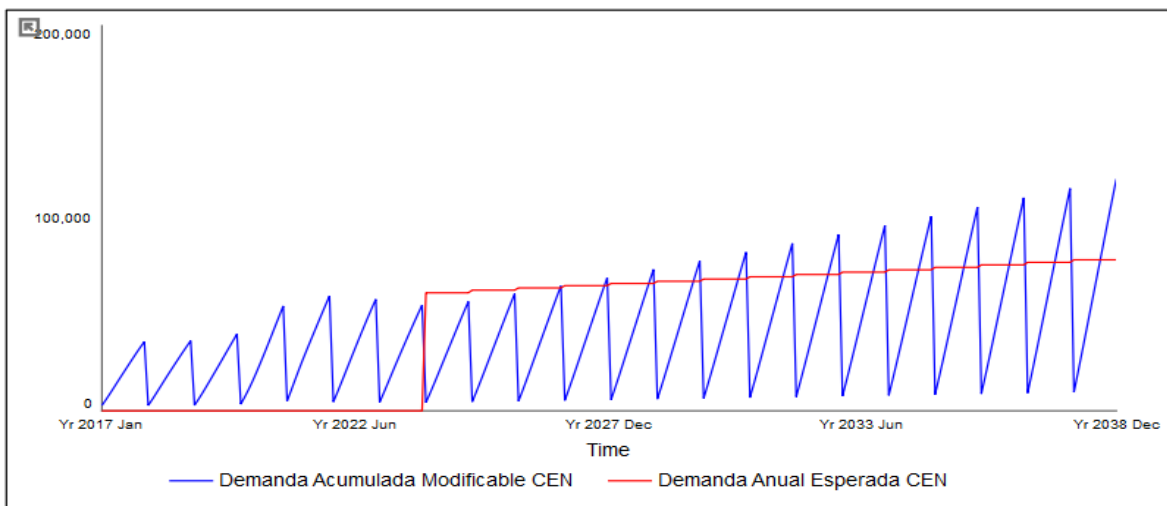


Figura 4.71 Demanda agregada anual en la región Centro escenario de incremento poblacional anual del 1% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en Figura 4.70, un incremento en la tasa de crecimiento poblacional al 1% provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica regional. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.71, donde la trayectoria proyectada por el modelo no solo supera las previsiones oficiales de la SENER, sino que la brecha entre ambos escenarios se acentúa progresivamente con el paso de los años. Este hallazgo es significativo, ya que indica que tasas de expansión demográfica similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Centro, evidenciando que el sistema es altamente sensible a las dinámicas de poblamiento.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración poblacional regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una tasa de reducción poblacional moderada del -1% anual, representando una desaceleración respecto a la tendencia histórica. En la Figura 4.72, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante este ritmo de contracción demográfica. Por su parte, la Figura 4.73 exhibe el efecto acumulado en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

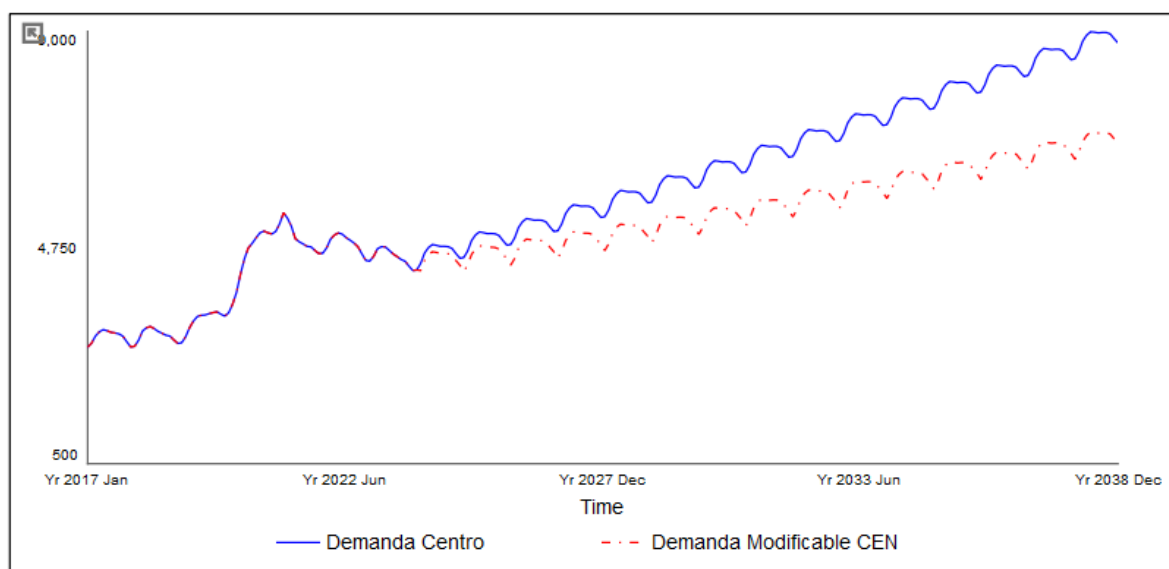


Figura 4.72 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante reducción poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al -1% anual). Fuente: Elaboración propia.

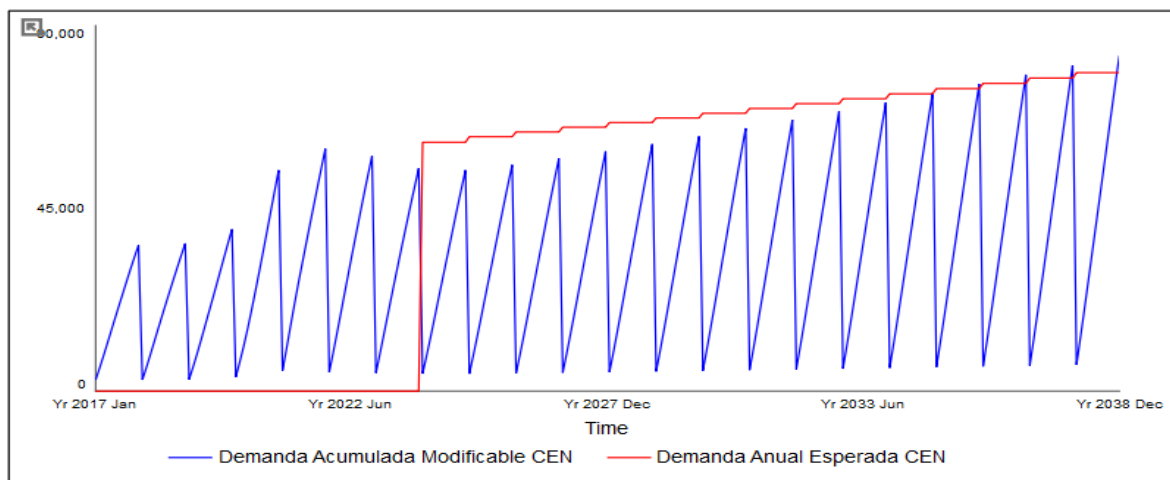


Figura 4.73 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario de reducción poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al -1% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.72, una tasa de reducción poblacional moderada al 1% resulta en una reducción clara de la demanda eléctrica regional en comparación con la tendencia histórica. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.73, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa considerablemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER, evidenciando una divergencia significativa entre ambos escenarios. Estos resultados confirman que la expansión demográfica es una variable con un impacto determinante en la demanda energética de la región Centro; bajo estas condiciones de crecimiento atenuado, ahora la suficiencia del suministro presenta riesgos menores, reafirmando la alta sensibilidad del sistema ante las dinámicas de poblamiento.

4.2.3.3 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento económico

Durante el periodo 2017-2023, la región centro mostró una tendencia ascendente en su desarrollo económico, registrando una tasa de crecimiento promedio del 4.68%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el Producto Interno Bruto (PIB) regional y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica; dicha

correlación es un factor determinante para la planificación de la infraestructura y el fortalecimiento de la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento económico acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 15% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un escenario de expansión económica acelerada. En la Figura 4.74, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho crecimiento. Por su parte, Figura 4.75 exhibe el efecto acumulado de esta alza económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

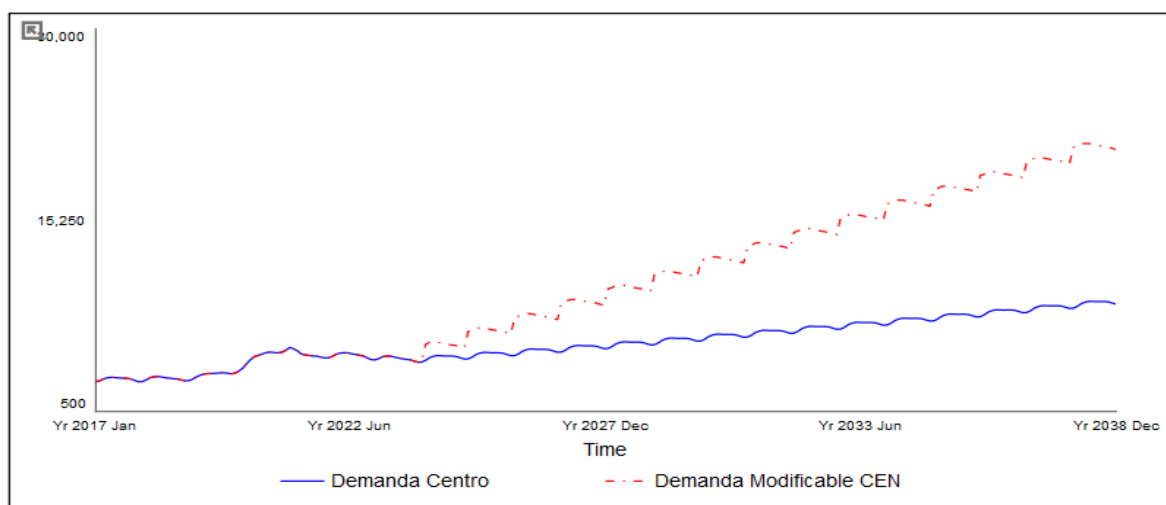


Figura 4.74 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 15%. Fuente: Elaboración propia.

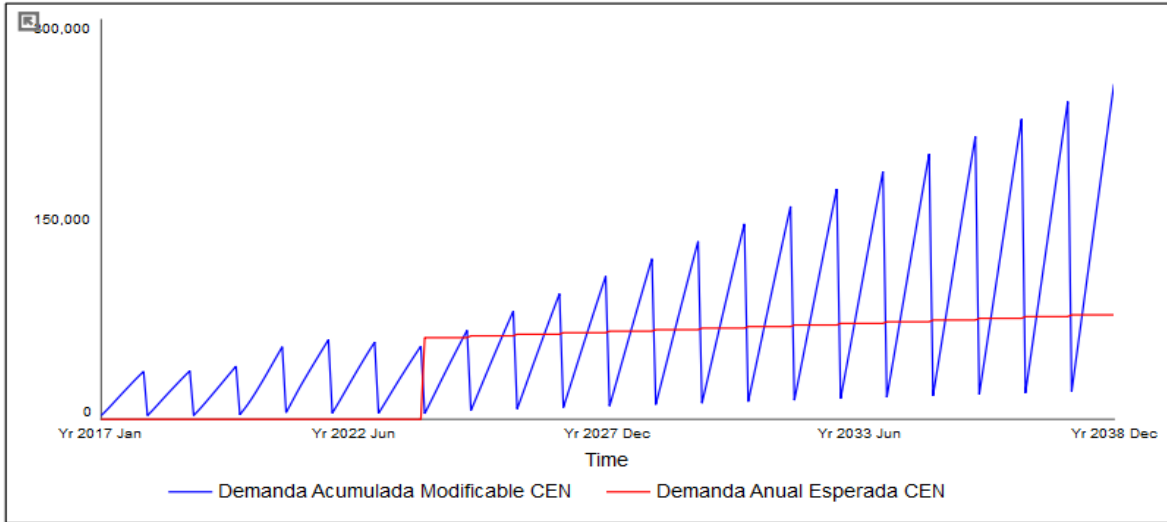


Figura 4.75 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario de incremento económico anual del 15% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.74, un escenario de crecimiento económico acelerado con una tasa del 15% anual genera un incremento sustancial en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.75, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa muy por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Centro se verían comprometidos ante expansiones económicas agresivas.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración económica regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una contracción anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un contexto de recesión económica. En la Figura 4.76, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.77 exhibe el efecto acumulado de esta contracción económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

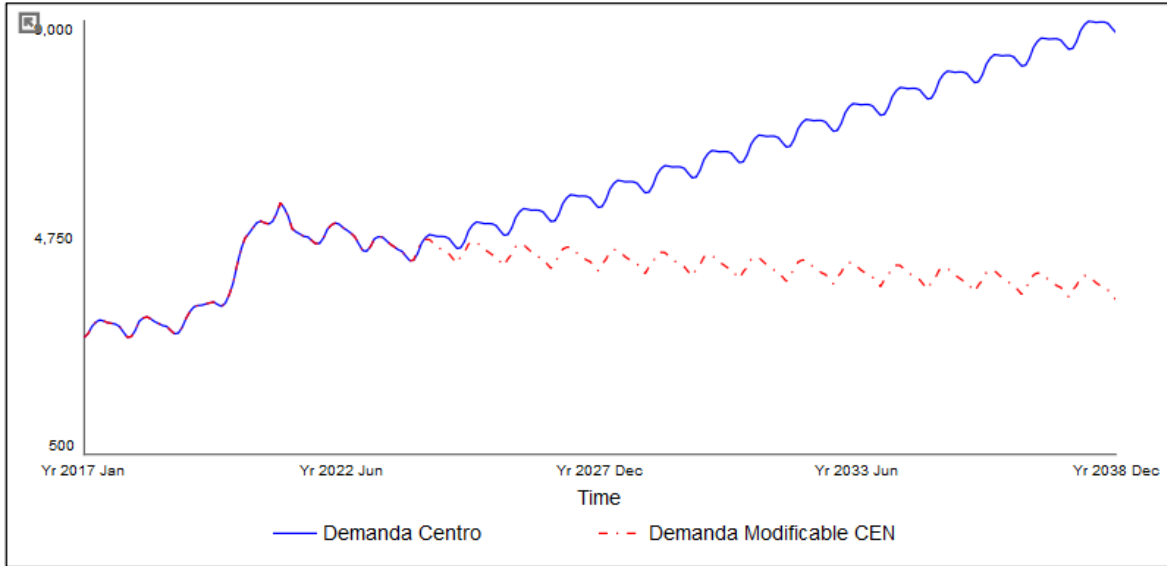


Figura 4.76 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

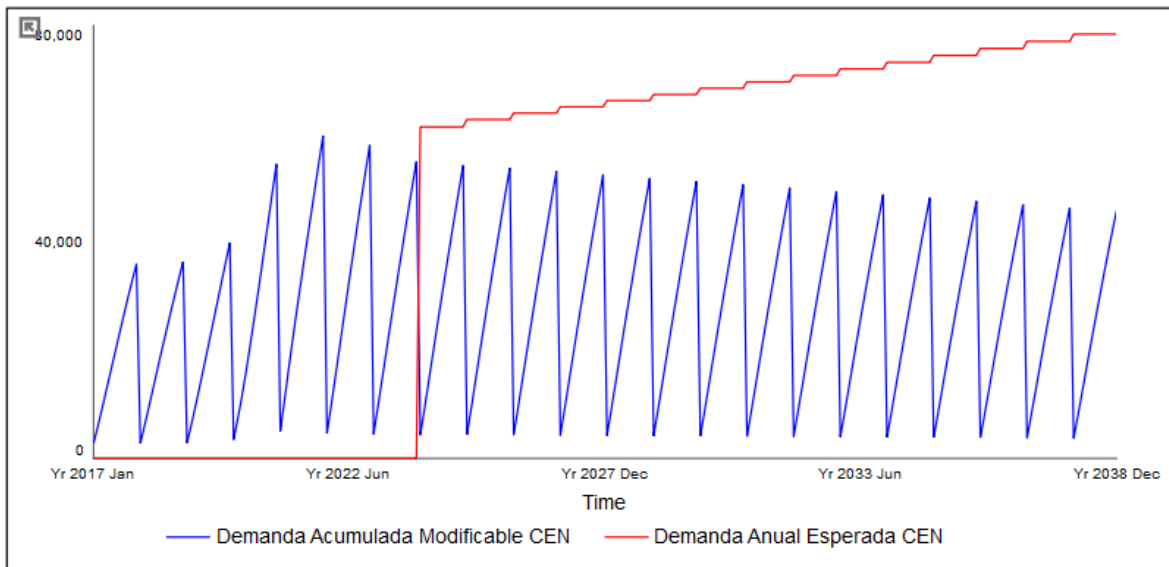


Figura 4.77 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario una contracción económica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.76, un escenario de recesión económica con una tasa de contracción del 10% anual genera apenas una disminución marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.77, donde la trayectoria proyectada por el modelo muestra valores muy lejanos a las previsiones oficiales de la SENER, situándose por debajo de las mismas. Este hallazgo es altamente significativo, ya

que reafirma que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Centro presentan una alta sensibilidad ante las fluctuaciones del PIB.

4.2.3.4 Análisis de sensibilidad para la variable del precio de la energía eléctrica

Durante el periodo 2017-2023 el precio de la energía mostró una tendencia ascendente, registrando una tasa de crecimiento promedio del 3.72%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el precio del kilo watt hora en la región.

a) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al alza del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 5% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de presión tarifaria superior al promedio histórico. En la Figura 4.78, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho ajuste en los costos. Por su parte, la Figura 4.79 exhibe el efecto acumulado de este incremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja). Este análisis permite evaluar si el precio actúa como un mecanismo de señalización suficiente para desincentivar el consumo o si la demanda permanece inelástica ante las variaciones en el costo del servicio para esta región.

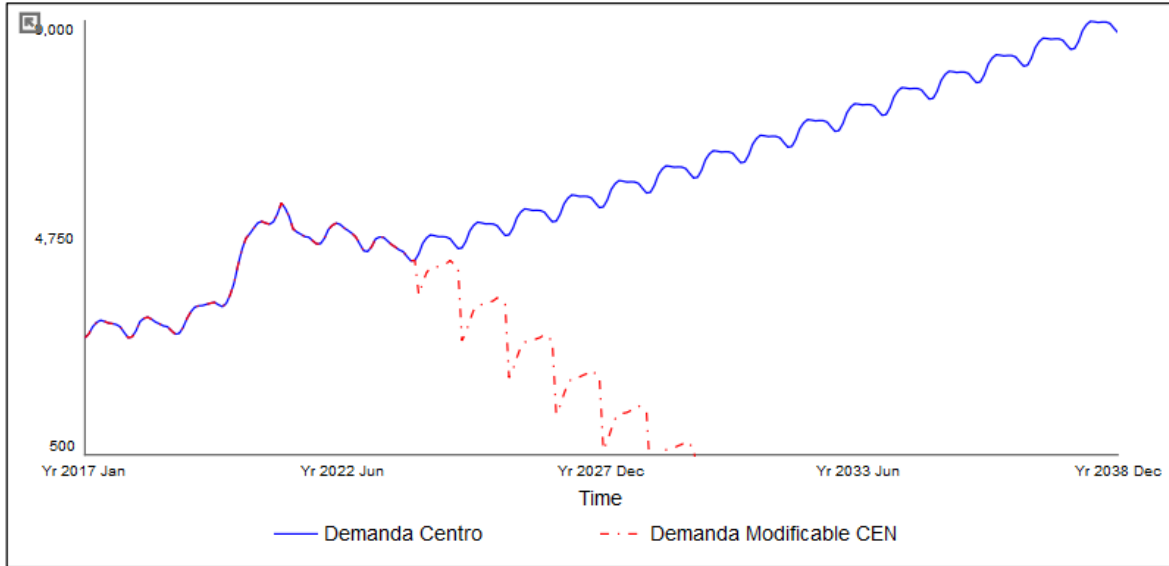


Figura 4.78Figura 4.76 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5%. Fuente: Elaboración propia.

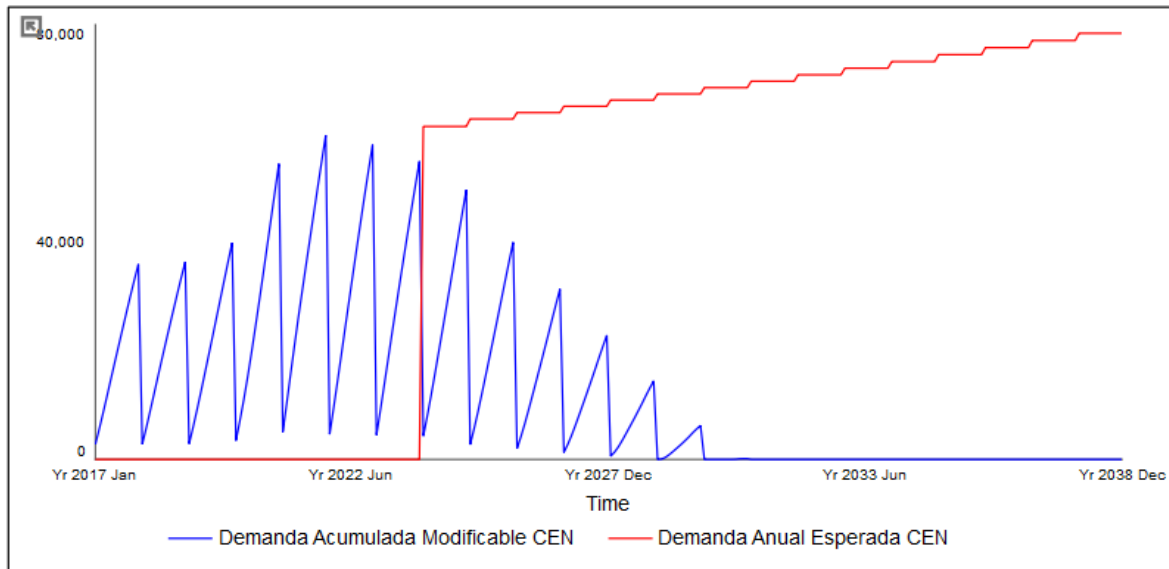


Figura 4.79Figura 4.77 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.78, un escenario de crecimiento tarifario con una tasa del 5% anual genera una reducción crítica en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.79, donde la trayectoria proyectada por el modelo llega al cero en la demanda quedando claramente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo,

el precio de la energía eléctrica en la región centro actúa como un mecanismo de señalización efectivo para desincentivar el consumo. Lo anterior evidencia una elasticidad-precio de la demanda que podría ser aprovechada para implementar políticas de eficiencia energética y gestión de la carga en la zona.

b) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al baja del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un decremento anual del 5% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de atenuación tarifaria respecto al promedio histórico. En la Figura 4.80, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicha reducción en los costos. Por su parte, la Figura 4.81 exhibe el efecto acumulado de este decremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

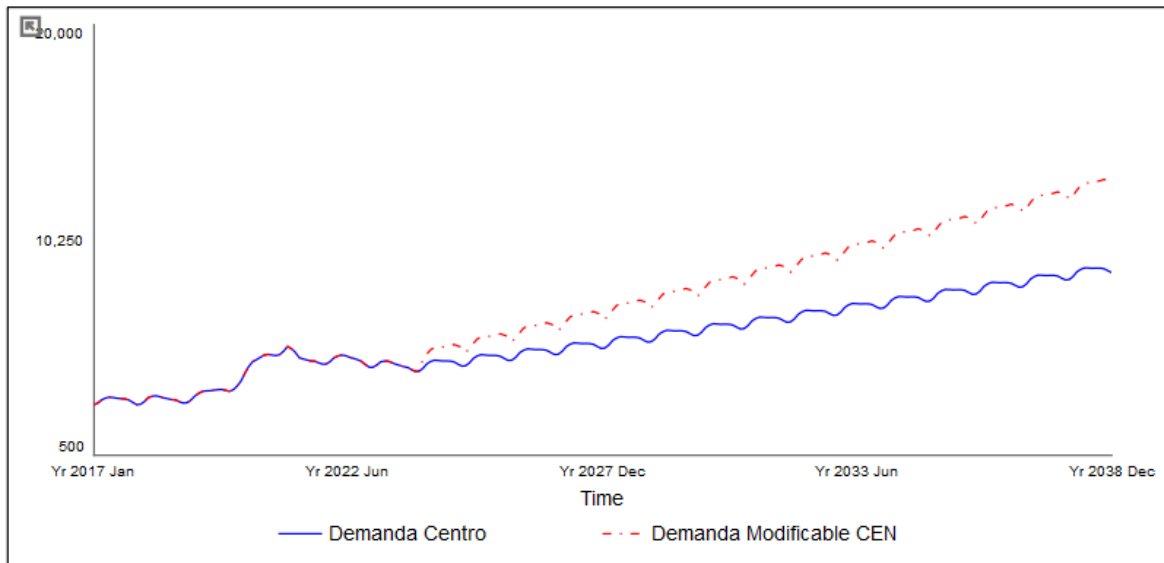


Figura 4.80 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5%. Fuente: Elaboración propia.

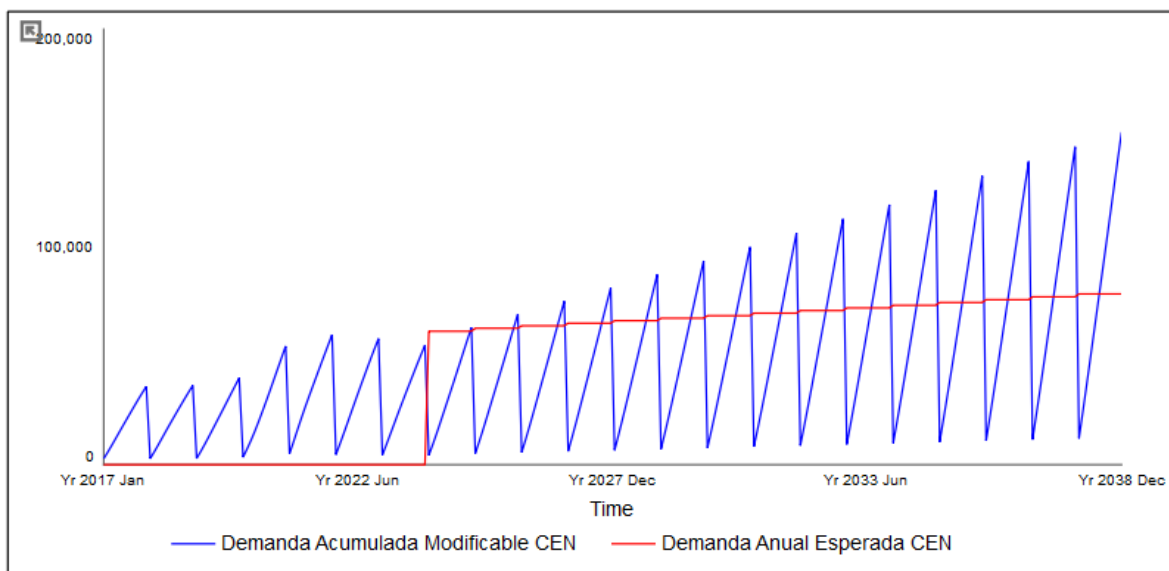


Figura 4.81 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.80, un escenario de reducción tarifaria con una tasa del 5% anual genera un alza significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.81, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que confirma que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Centro, lo que refuerza la alta sensibilidad antes cambios en esta variable, tal que actúa como un mecanismo de señalización determinante; en este contexto, una disminución en el costo del servicio funciona como un estímulo que expande la demanda, lo que podría derivar en una mayor presión sobre la capacidad instalada del sistema si no se acompaña de políticas de uso eficiente.

4.2.4 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Noreste (NES)

Los resultados de la simulación para la demanda eléctrica mensual se presentan en la Figura 4.82 donde la línea sólida azul representa el comportamiento histórico en la región Noreste y la línea punteada roja ilustra las proyecciones generadas por el modelo de pronóstico. Complementariamente, la Figura 4.83 exhibe la demanda anual; en esta, la línea sólida azul

corresponde a las proyecciones del modelo dinámico, mientras que la línea sólida roja representa el escenario esperado por la SENER para esta región.

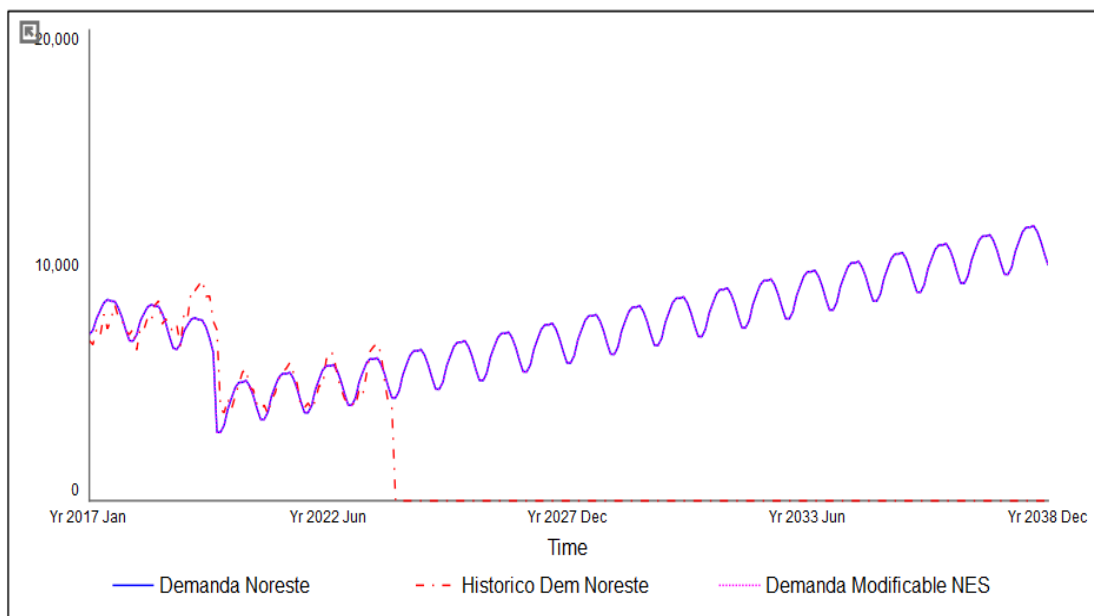


Figura 4.82 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Noreste basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.

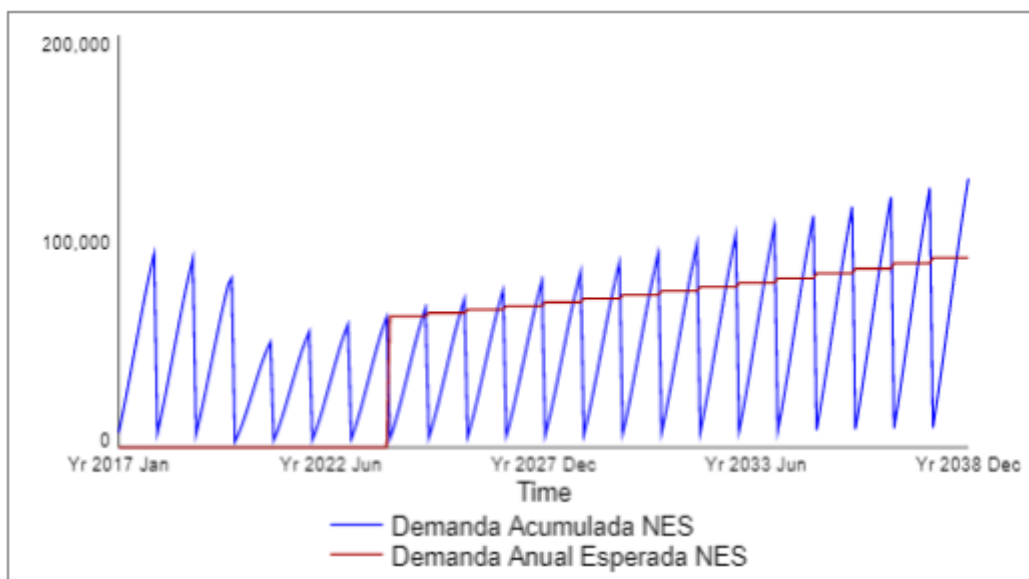


Figura 4.83 Demanda anual de energía eléctrica en la región Noreste: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.

Como se aprecia en la Figura 4.82 la demanda eléctrica regional exhibe un crecimiento alto con variaciones estacionales a lo largo del periodo mensual. Al contrastar estos resultados con la Figura 4.83, se observa que la proyección basada en tendencias históricas se sitúa por encima de las expectativas emitidas por la SENER. Esta discrepancia sugiere que, bajo el escenario tendencial actual, existen riesgos en ante la planeación oficial, lo que podría interpretarse como una condición de insuficiencia en el suministro para los próximos quince años, siempre que las variables críticas mantengan su comportamiento histórico.

4.2.4.1 Análisis de sensibilidad para la variable temperatura

Durante el periodo comprendido entre 2017 y 2023, la región Noroeste experimentó una tendencia decreciente en sus registros térmicos, con una variación promedio del -0.5% lo que se traduce en descensos en la temperatura de aproximadamente 0.01 °C cada año. Con base en este comportamiento histórico, se procedió al diseño de escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores a dicho umbral. Esta aproximación permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios climáticos atípicos y su impacto directo en la demanda eléctrica regional

a) Escenario de sensibilidad: Incremento térmico

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento térmico anual de 0.5 °C. En la Figura 4.84, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.85 exhibe el efecto acumulado de esta alza térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

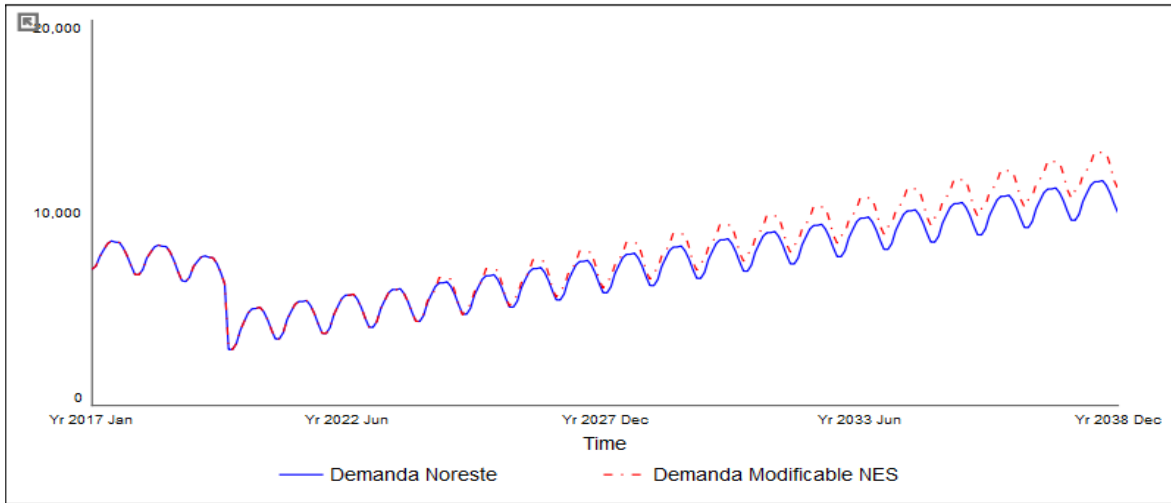


Figura 4.84 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.

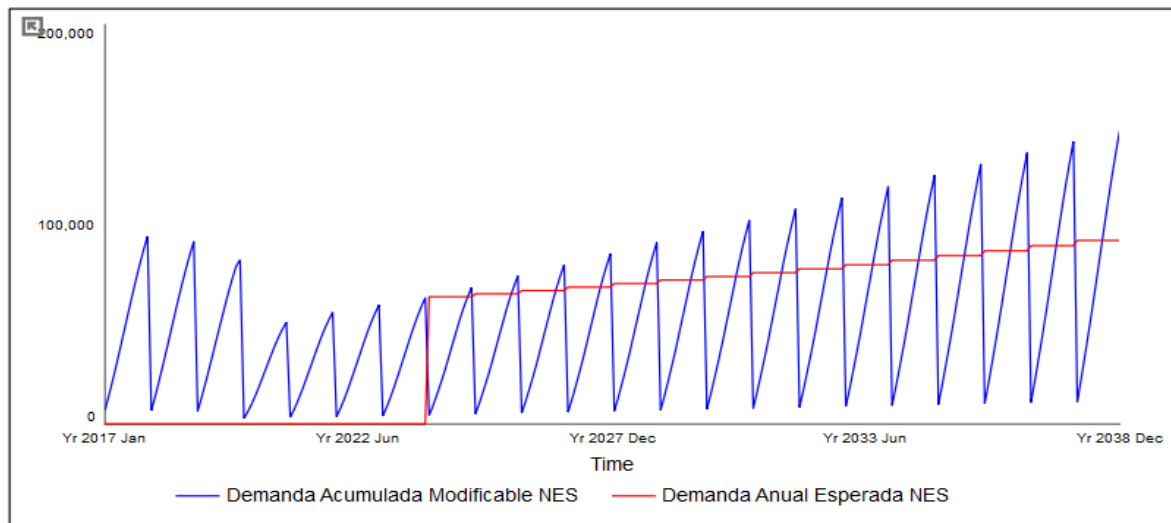


Figura 4.85 Demanda agregada anual en la región Noreste bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.84 un incremento térmico anual de 0.5 °C, provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica, intensificando los picos estacionales. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.85, donde la demanda proyectada por el modelo sigue superando a las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es crítico, ya que indica que fluctuaciones térmicas similares o superiores comprometerían aún más al margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Noreste. En consecuencia, se evidencia la sensibilidad del sistema ante el forzamiento climático.

b) Escenario de sensibilidad: Atenuación térmica

Para el escenario de sensibilidad opuesto, se propone una atenuación térmica anual de 0.5 °C. En la Figura 4.86, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, Figura 4.87 exhibe el efecto acumulado de esta baja térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

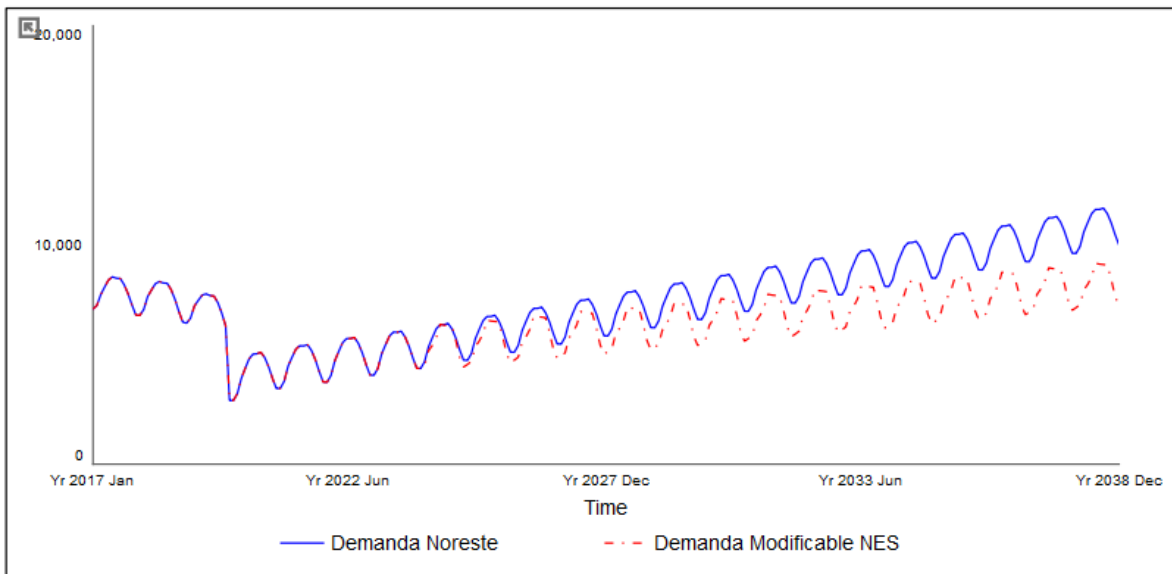


Figura 4.86 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región *Noreste*: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.

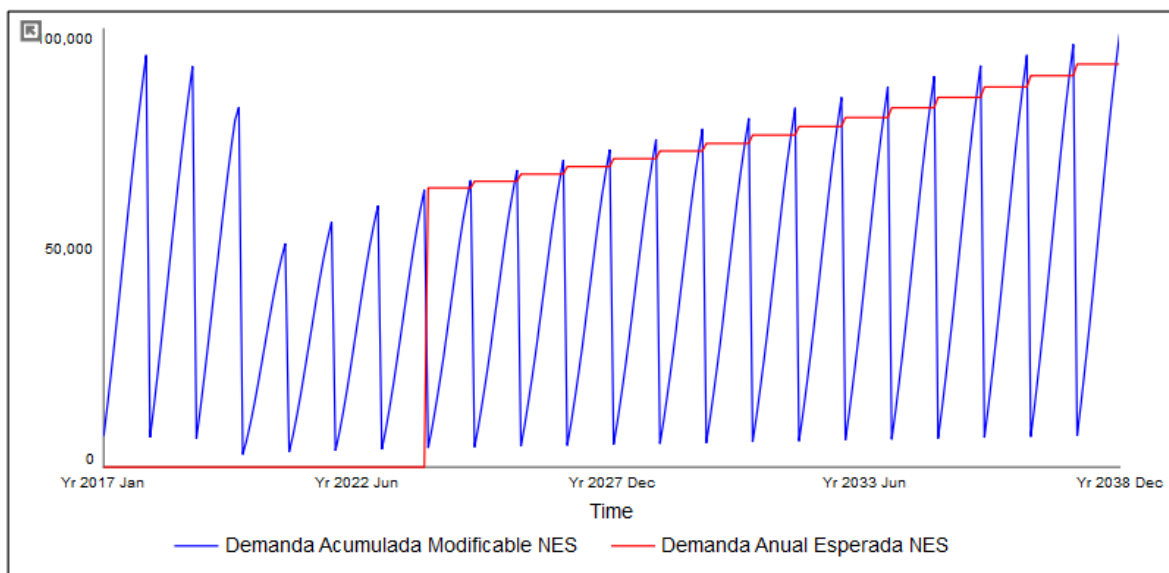


Figura 4.87 Demanda agregada anual en la región *Noreste* escenario de decremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.86, un decremento térmico anual de 0.5 °C provoca una reducción significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.87 donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Estos resultados indican que, ante escenarios de atenuación térmica, el sistema eléctrico de la región Noreste presenta un amplio margen de suficiencia, minimizando los riesgos operativos y garantizando la estabilidad del suministro bajo condiciones climáticas similares a la propuesta en este escenario.

4.2.4.2 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento poblacional

Durante el periodo 2017-2023, la región Noreste mostró una tendencia ascendente en su dinámica demográfica, registrando una tasa de crecimiento promedio del 0.87%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios en la demografía y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica regional, factor determinante para la planificación de la infraestructura y la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento poblacional acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento poblacional anual de 1%. En la Figura 4.88, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.89 exhibe el efecto acumulado de esta alza poblacional en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

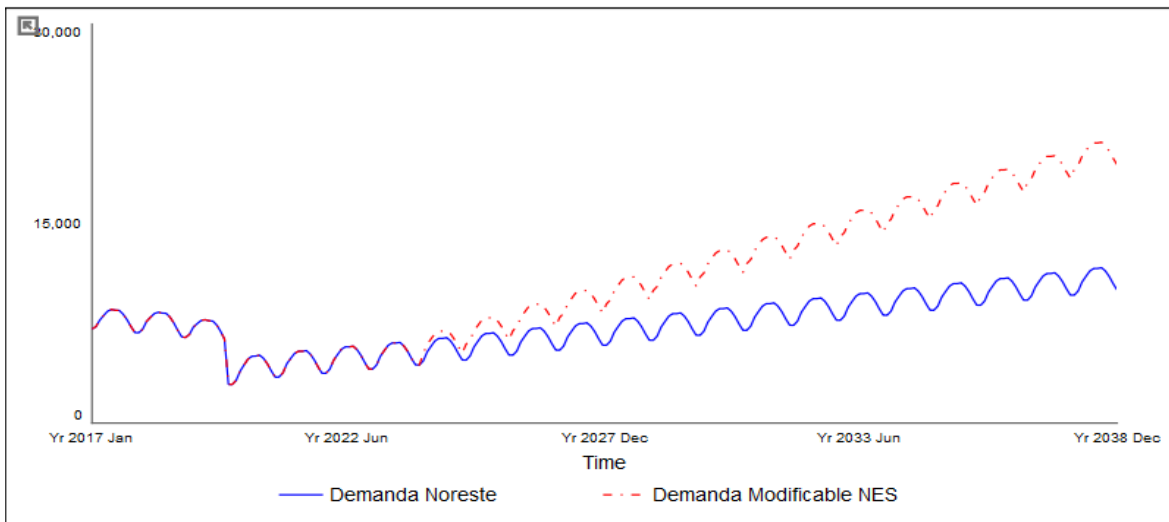


Figura 4.88 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1%. Fuente: Elaboración propia.

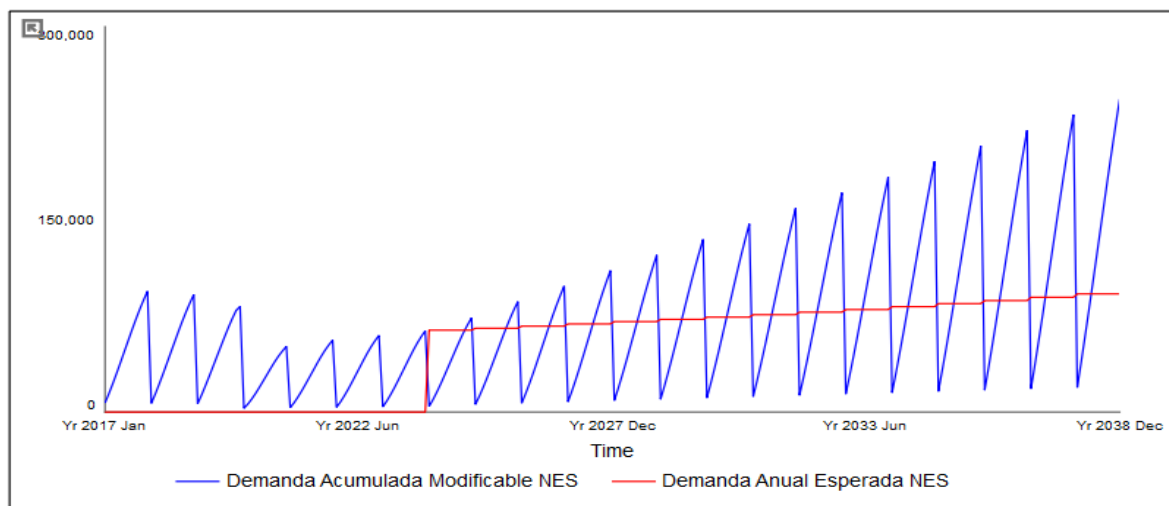


Figura 4.89 Demanda agregada anual en la región Noreste escenario de incremento poblacional anual del 1% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en Figura 4.88, un incremento en la tasa de crecimiento poblacional al 1% provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica regional. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.89, donde la trayectoria proyectada por el modelo no solo supera ampliamente las previsiones oficiales de la SENER, sino que la brecha entre ambos escenarios se acentúa progresivamente con el paso de los años. Este hallazgo es significativo, ya que indica que tasas de expansión demográfica similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Noreste evidenciando que el sistema es altamente sensible a las dinámicas de poblamiento.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración poblacional regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una tasa de crecimiento poblacional más moderada del 0.2% anual, representando una desaceleración respecto a la tendencia histórica. En la Figura 4.90, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante este ritmo de expansión demográfica atenuado. Por su parte, la Figura 4.91 exhibe el efecto acumulado en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

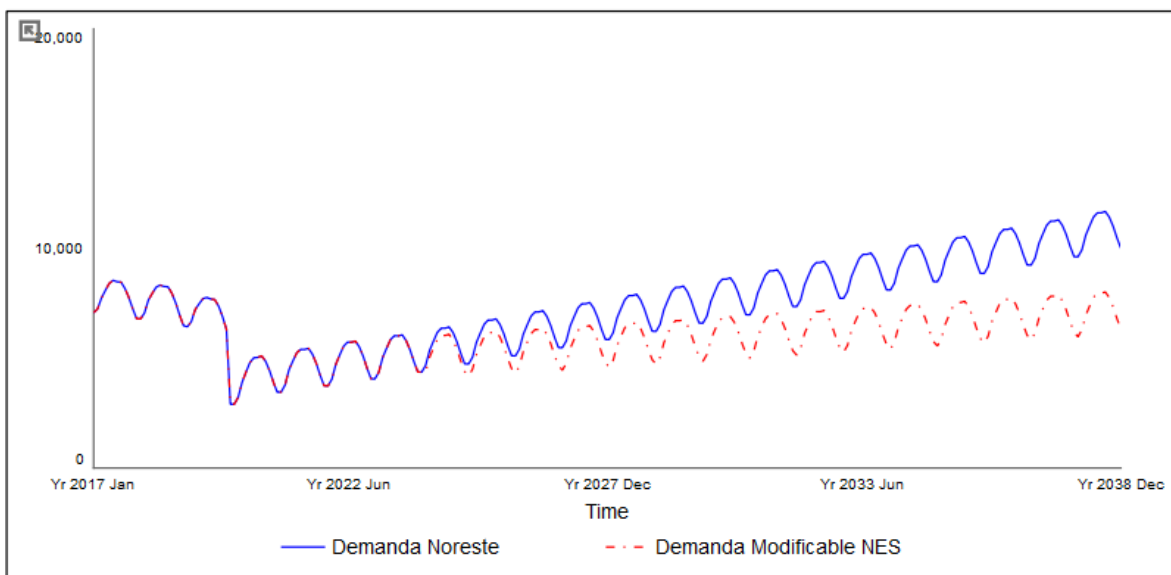


Figura 4.90 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región *Noreste*: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual). Fuente: Elaboración propia.

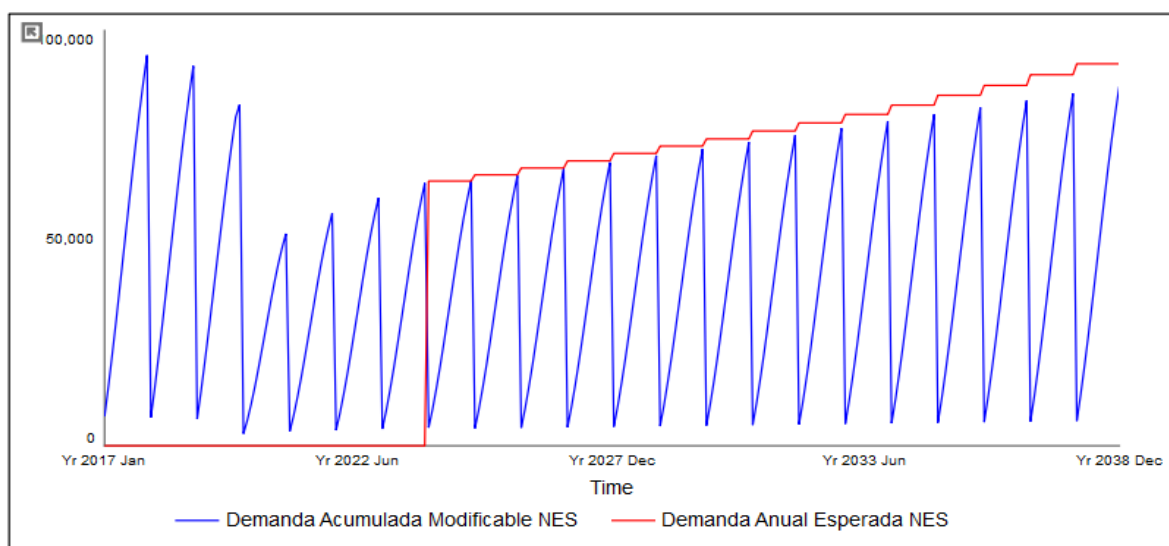


Figura 4.91 Demanda agregada anual en la región *Noreste* bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.90, una tasa de crecimiento poblacional moderada al 0.2% resulta en una reducción clara de la demanda eléctrica regional en comparación con la tendencia histórica. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.91, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa apenas por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Estos resultados confirman que la expansión demográfica es una variable con un impacto determinante en la demanda energética de la región Noreste; no obstante, bajo estas condiciones de crecimiento atenuado, la suficiencia del suministro deja de presentar riesgos, reafirmando la alta sensibilidad del sistema ante las dinámicas de poblamiento.

4.2.4.3 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento económico

Durante el periodo 2017-2023, la región Noreste mostró una tendencia ascendente en su desarrollo económico, registrando una tasa de crecimiento promedio del 2.19%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el Producto

Interno Bruto (PIB) regional y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica; dicha correlación es un factor determinante para la planificación de la infraestructura y el fortalecimiento de la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento económico acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un escenario de expansión económica acelerada. En la Figura 4.92, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho crecimiento. Por su parte, la Figura 4.93 exhibe el efecto acumulado de esta alza económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

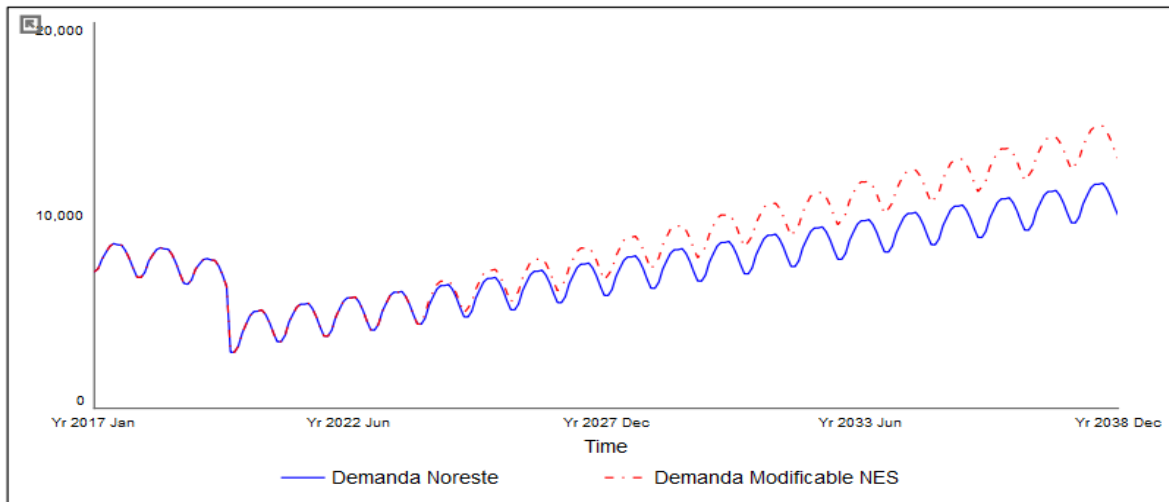


Figura 4.92 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

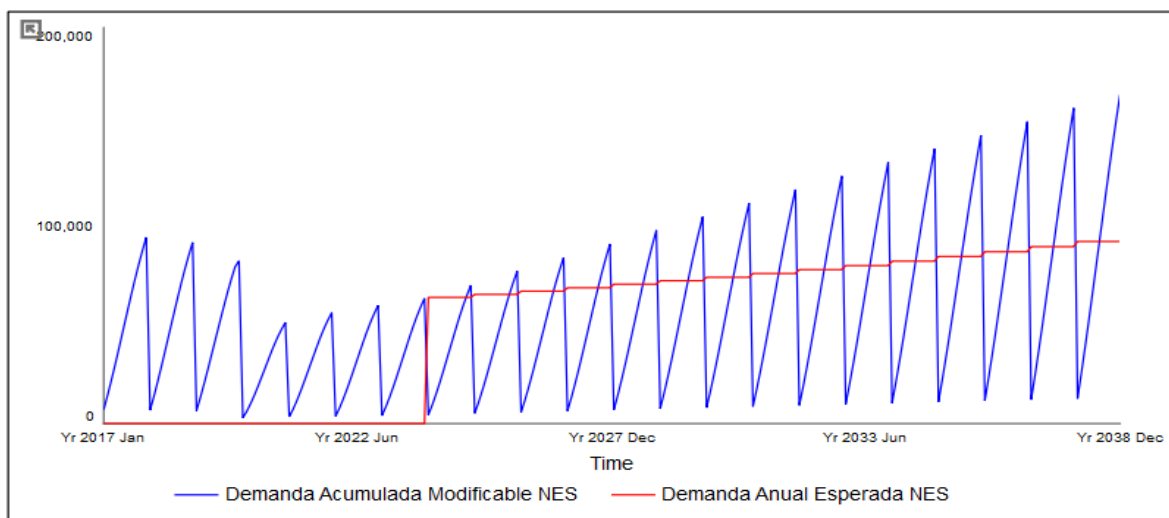


Figura 4.93 Demanda agregada anual en la región de Noreste bajo escenario de incremento económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.92, un escenario de crecimiento económico acelerado con una tasa del 10% anual genera apenas un incremento marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.93, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa considerablemente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Noreste expansiones económicas agresivas pone aún más presión capacidad instalada de la región.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración económica regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una contracción anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un contexto de recesión económica. En la Figura 4.94 se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.95 exhibe el efecto acumulado de esta contracción económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

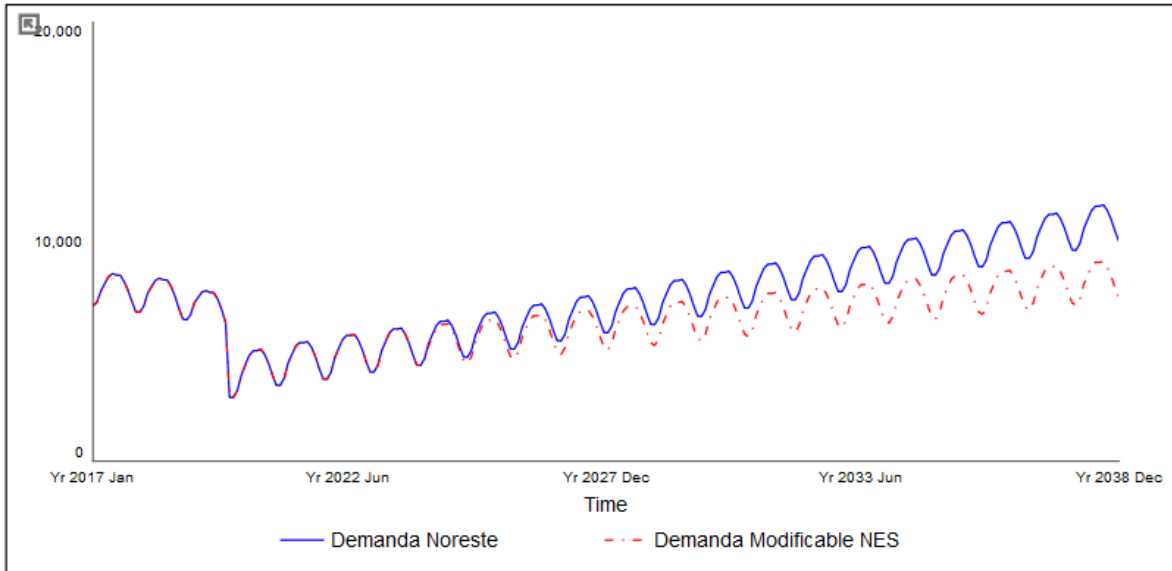


Figura 4.94 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Noreste: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

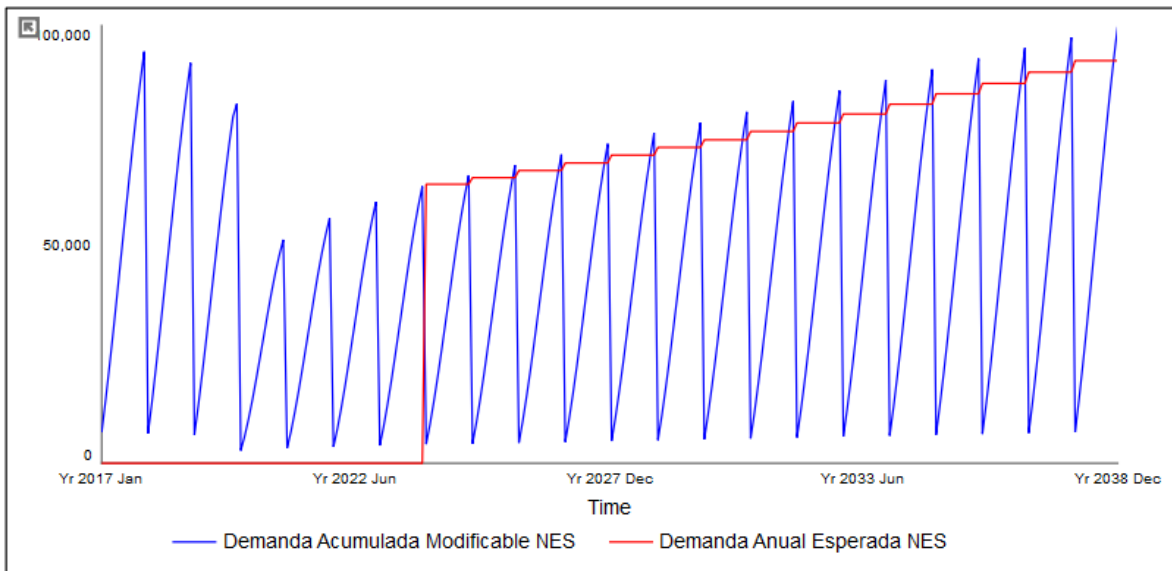


Figura 4.95 Demanda agregada anual en la región Noreste bajo escenario una contracción económico anual del -10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.94, un escenario de recesión económica con una tasa de contracción del 10% anual genera una disminución marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.95, donde la trayectoria proyectada por el modelo muestra valores convergentes a las previsiones oficiales de la SENER, situándose por debajo de las mismas. Este hallazgo es altamente significativo, ya que reafirma que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Noreste presentan una sensibilidad alta ante las fluctuaciones del PIB

4.2.4.4 Análisis de sensibilidad para la variable del precio de la energía eléctrica

Durante el periodo 2017-2023 el precio de la energía mostró una tendencia ascendente, registrando una tasa de crecimiento promedio del 3.72%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el precio del kilo watt hora en la región.

a) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al alza del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de presión tarifaria superior al promedio histórico. En la Figura 4.96, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho ajuste en los costos. Por su parte, la Figura 4.97 exhibe el efecto acumulado de este incremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja). Este análisis permite evaluar si el precio actúa como un mecanismo de señalización suficiente para desincentivar el consumo o si la demanda permanece inelástica ante las variaciones en el costo del servicio para esta región.

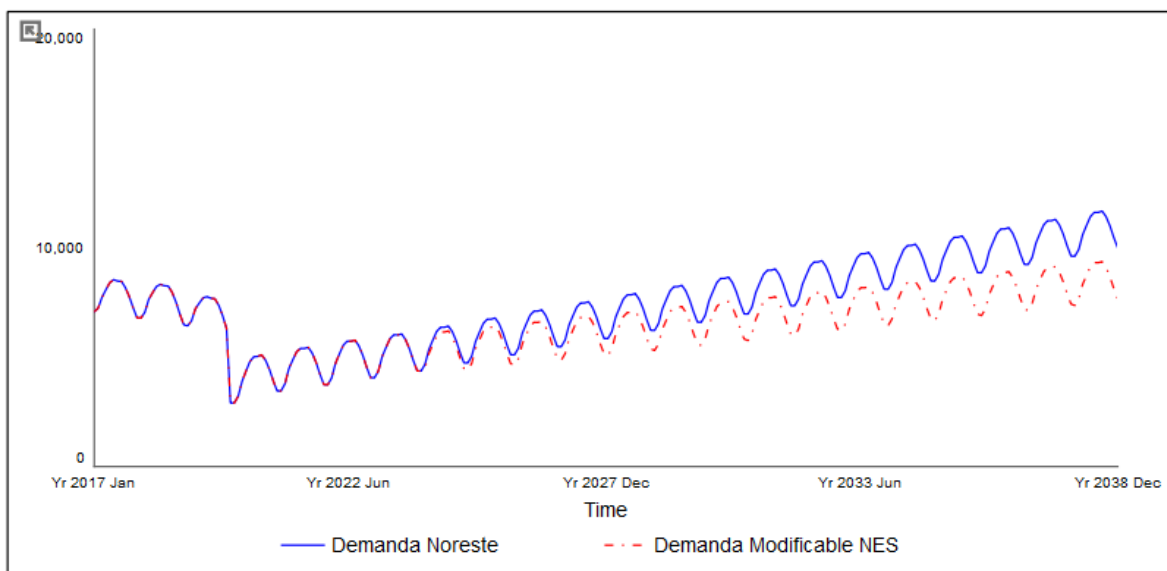


Figura 4.96 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

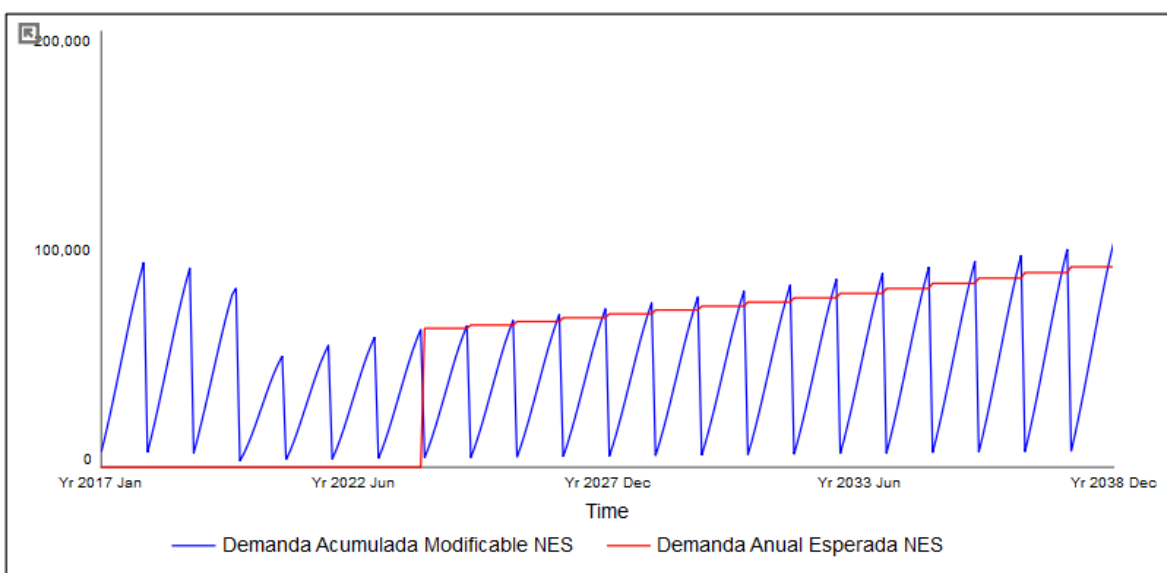


Figura 4.97 Demanda agregada anual en la región de Noreste bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.96, un escenario de crecimiento tarifario con una tasa del 10% anual genera una reducción perceptible en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.97, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente cercano de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de

la energía eléctrica en la región Noreste actúa como un mecanismo de señalización efectivo para desincentivar el consumo. Lo anterior evidencia una elasticidad-precio de la demanda que podría ser aprovechada para implementar políticas de eficiencia energética y gestión de la carga en la zona.

b) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al baja del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un decremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de atenuación tarifaria respecto al promedio histórico. En la Figura 4.98, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicha reducción en los costos. Por su parte, la Figura 4.99 exhibe el efecto acumulado de este decremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

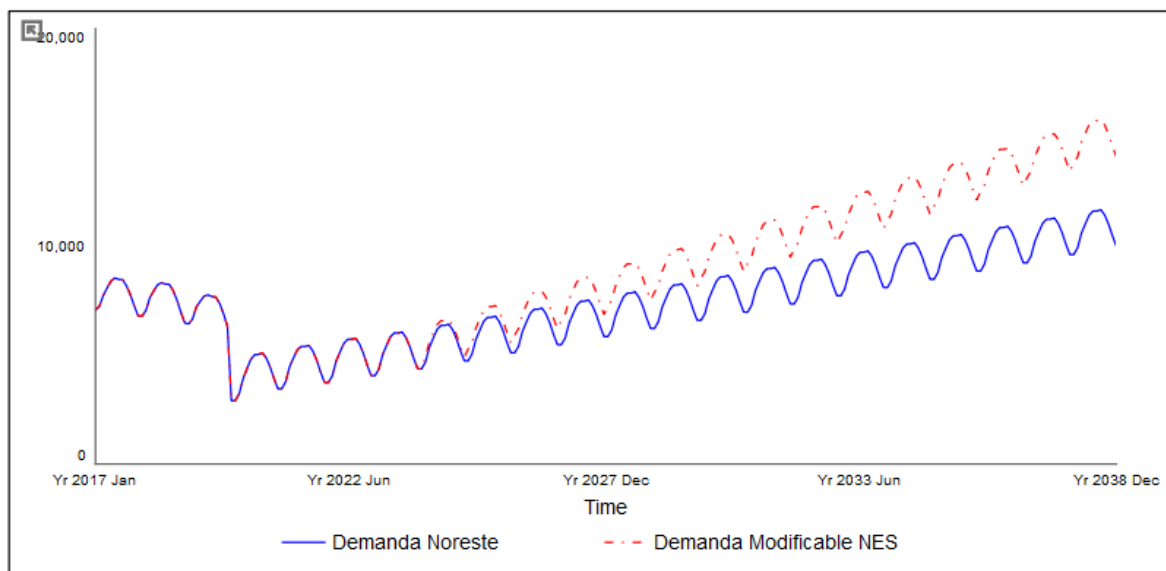


Figura 4.98 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

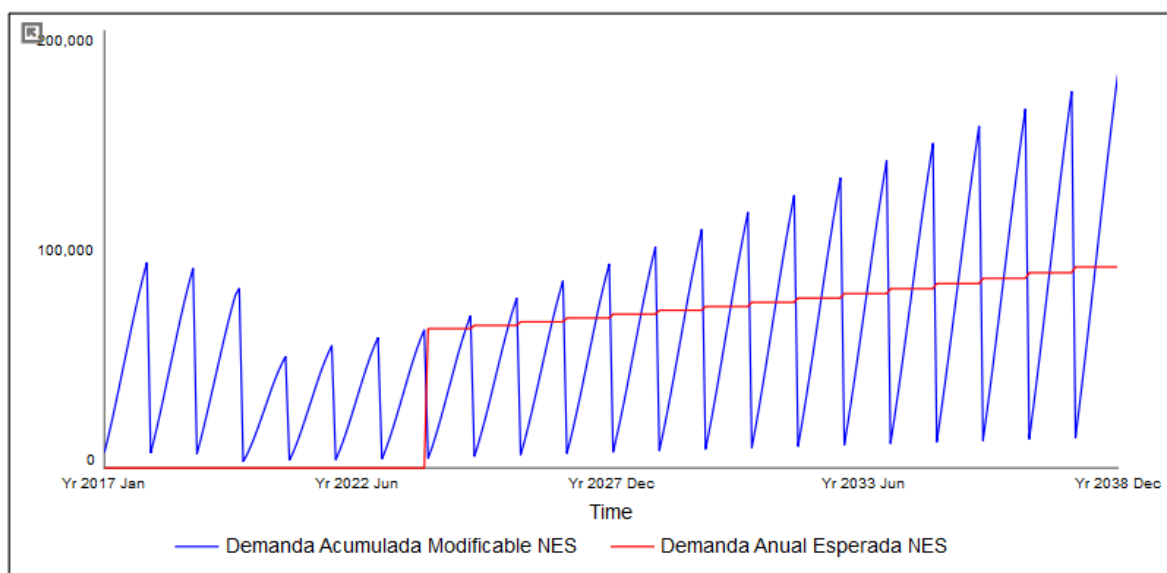


Figura 4.99 Demanda agregada anual en la región Noreste bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.98, un escenario de reducción tarifaria con una tasa del 10% anual genera un alza significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.99, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que confirma que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Noreste actúa como un mecanismo de señalización determinante; en este contexto, una disminución en el costo del servicio funciona como un estímulo que expande la demanda, lo que podría derivar en una mayor presión sobre la capacidad instalada del sistema si no se acompaña de políticas de uso eficiente.

4.2.5 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Noroeste (NOR)

Los resultados de la simulación para la demanda eléctrica mensual se presentan en la Figura 4.100 donde la línea sólida azul representa el comportamiento histórico en la región Noroeste y la línea punteada roja ilustra las proyecciones generadas por el modelo de pronóstico. Complementariamente, la Figura 4.101 exhibe la demanda anual; en esta, la línea sólida azul

corresponde a las proyecciones del modelo dinámico, mientras que la línea sólida roja representa el escenario esperado por la SENER para esta región.

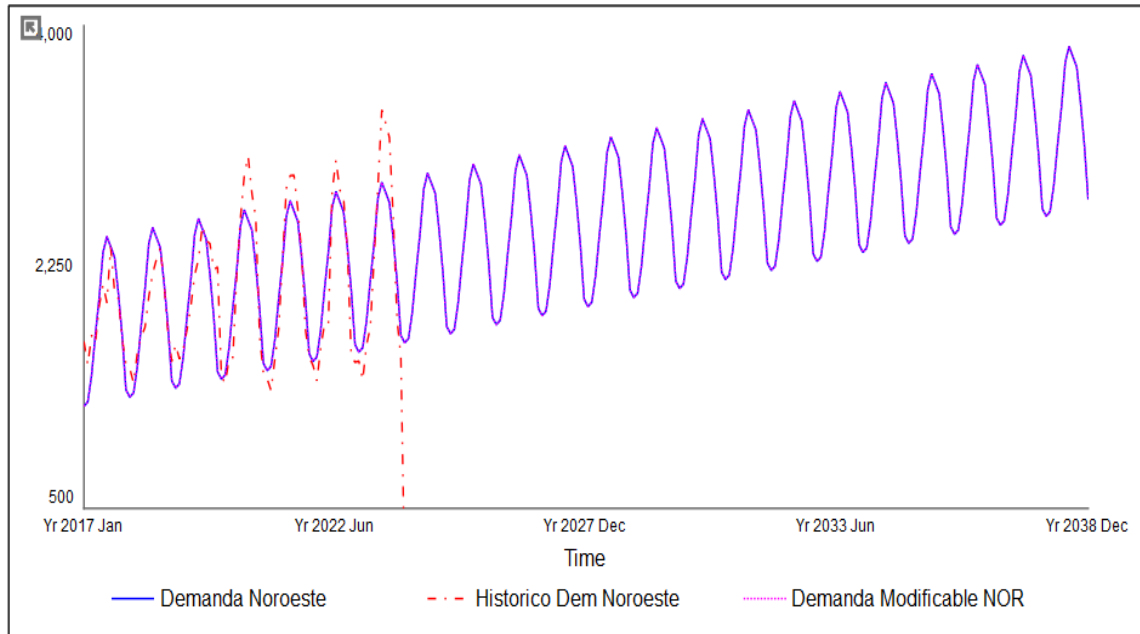


Figura 4.100 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Noroeste basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.

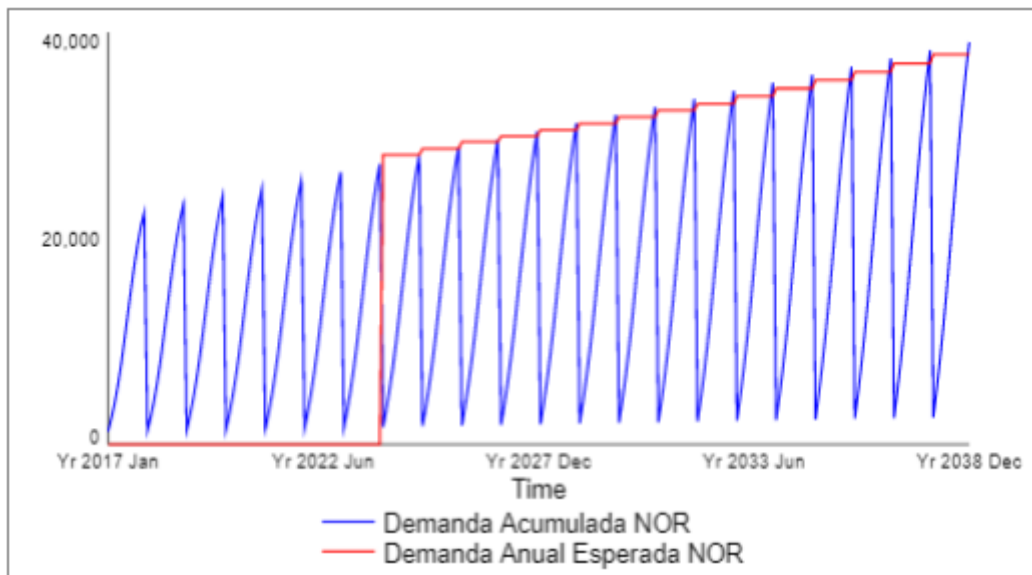


Figura 4.101 Demanda anual de energía eléctrica en la región Noroeste: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.

Como se aprecia en la Figura 4.100 la demanda eléctrica regional exhibe un crecimiento moderado con variaciones estacionales a lo largo del periodo mensual. Al contrastar estos resultados con la Figura 4.101, se observa que la proyección basada en tendencias históricas converge con las expectativas emitidas por la SENER. Esta discrepancia sugiere que, bajo el escenario tendencial actual, existe una planeación oficial acertada, lo que podría interpretarse como una condición de suficiencia en el suministro para los próximos quince años, siempre que las variables críticas mantengan su comportamiento histórico.

4.2.5.1 Análisis de sensibilidad para la variable temperatura

Durante el periodo comprendido entre 2017 y 2023, la región Noroeste experimentó una tendencia decreciente en sus registros térmicos, con una variación promedio del 0.2% lo que se traduce en descensos en la temperatura de aproximadamente 0.05 °C cada año. Con base en este comportamiento histórico, se procedió al diseño de escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores a dicho umbral. Esta aproximación permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios climáticos atípicos y su impacto directo en la demanda eléctrica regional

a) Escenario de sensibilidad: Incremento térmico

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento térmico anual de 0.5 °C. En la Figura 4.102, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.103 exhibe el efecto acumulado de esta alza térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

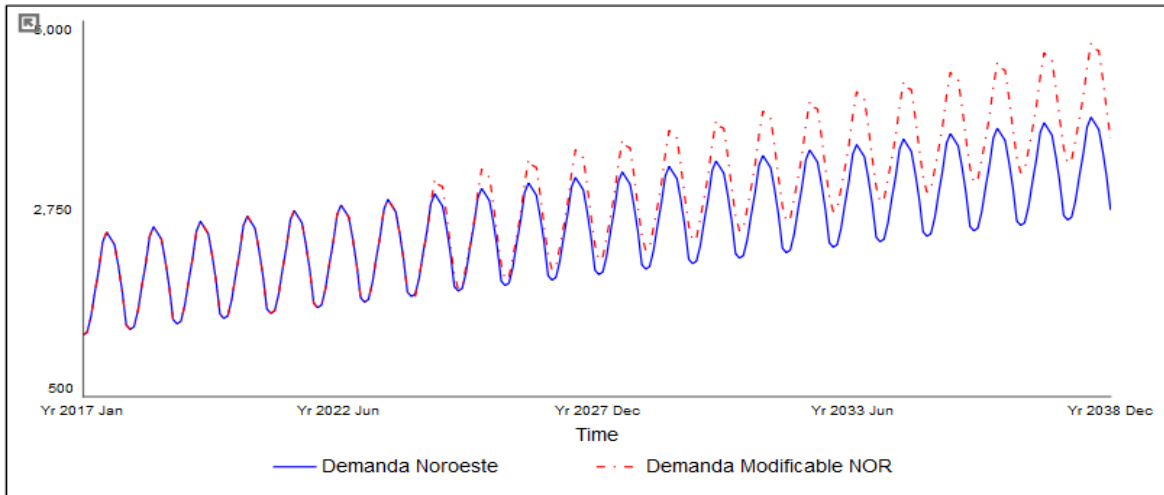


Figura 4.102 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.

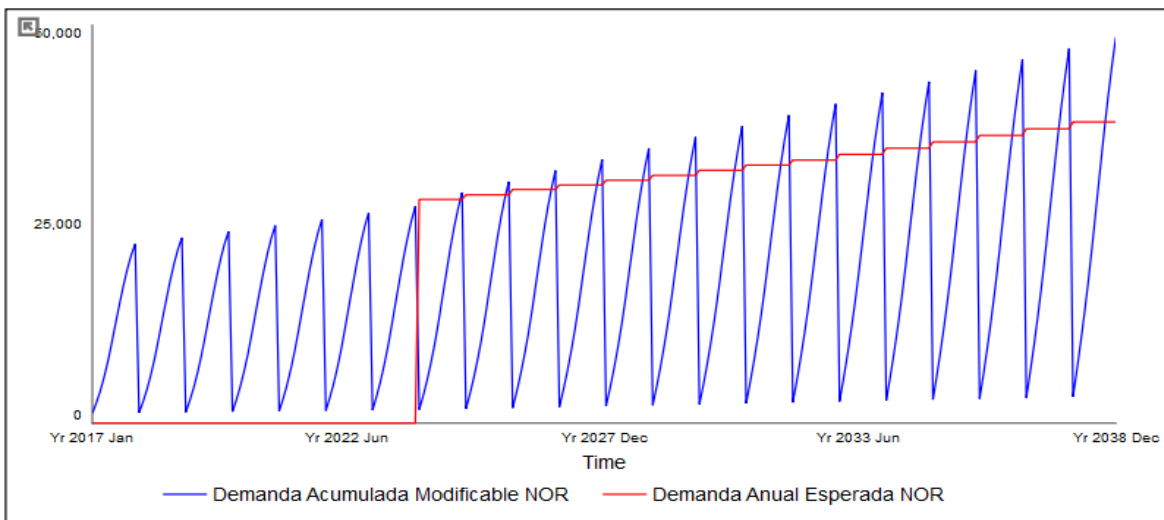


Figura 4.103 Demanda agregada anual en la región Noroeste bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.102 un incremento térmico anual de 0.5 °C, provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica, intensificando los picos estacionales. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.103, donde la demanda proyectada por el modelo supera las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es crítico, ya que indica que fluctuaciones térmicas similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Noroeste. En consecuencia, se evidencia la sensibilidad del sistema ante el forzamiento climático.

b) Escenario de sensibilidad: Atenuación térmica

Para el escenario de sensibilidad opuesto, se propone una atenuación térmica anual de 0.5 °C. En la Figura 4.104, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.105 exhibe el efecto acumulado de esta baja térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

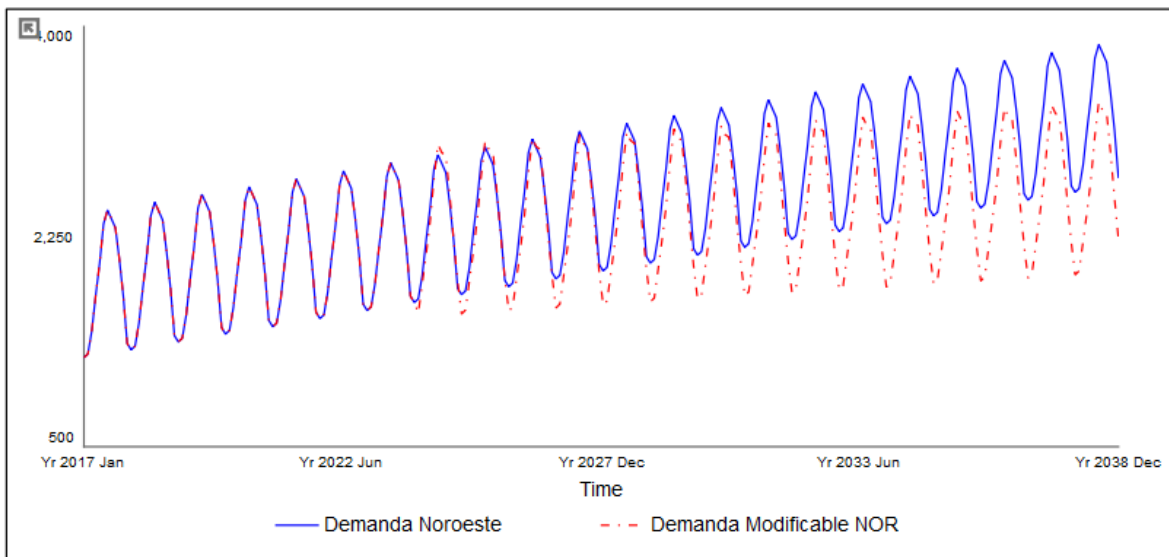


Figura 4.104 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.

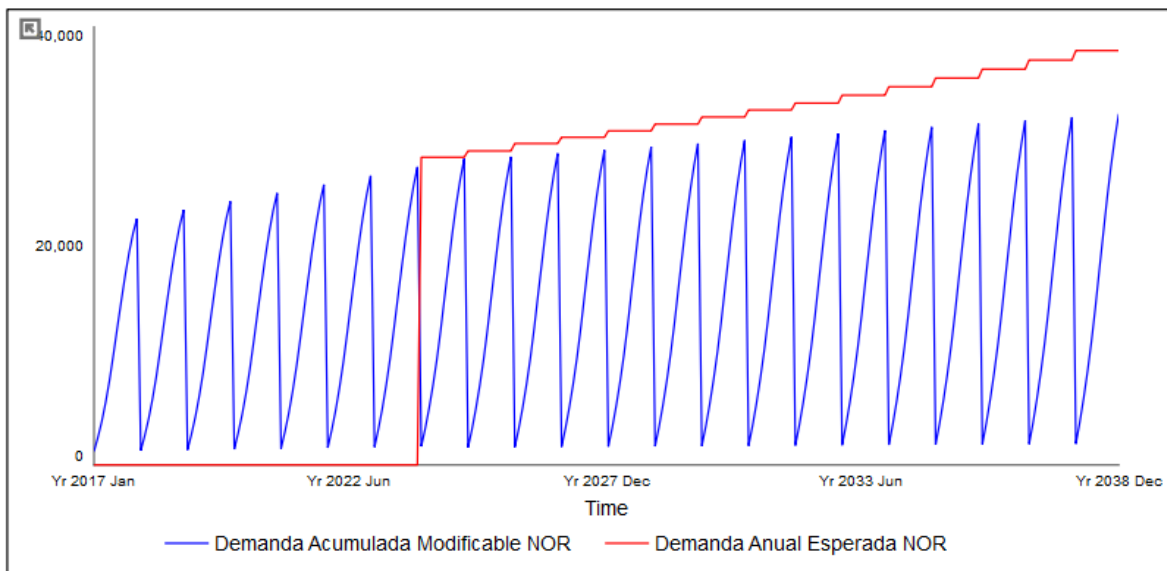


Figura 4.105 Demanda agregada anual en la región Noroeste escenario de decremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.104, un decremento térmico anual de -0.5°C provoca una reducción significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.105 donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Estos resultados indican que, ante escenarios de atenuación térmica, el sistema eléctrico de la región Noroeste presenta un amplio margen de suficiencia, minimizando los riesgos operativos y garantizando la estabilidad del suministro bajo condiciones climáticas similares a la propuesta en este escenario.

4.2.5.2 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento poblacional

Durante el periodo 2017-2023, la región Noroeste mostró una tendencia ascendente en su dinámica demográfica, registrando una tasa de crecimiento promedio del 0.76%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios en la demografía y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica regional, factor determinante para la planificación de la infraestructura y la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento poblacional acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento poblacional anual de 1.5%. En la Figura 4.106, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.107 exhibe el efecto acumulado de esta alza poblacional en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

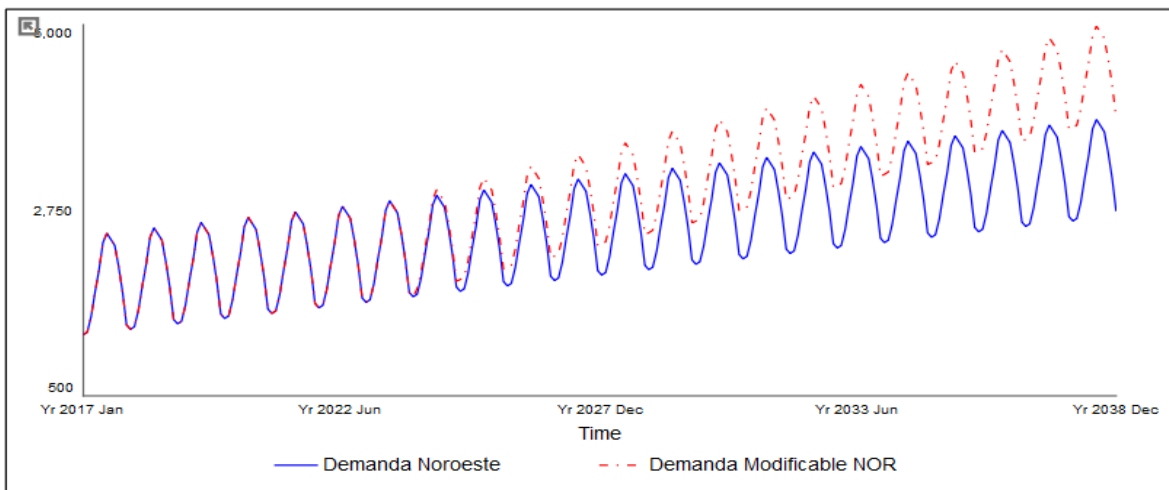


Figura 4.106 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1.5%. Fuente: Elaboración propia.

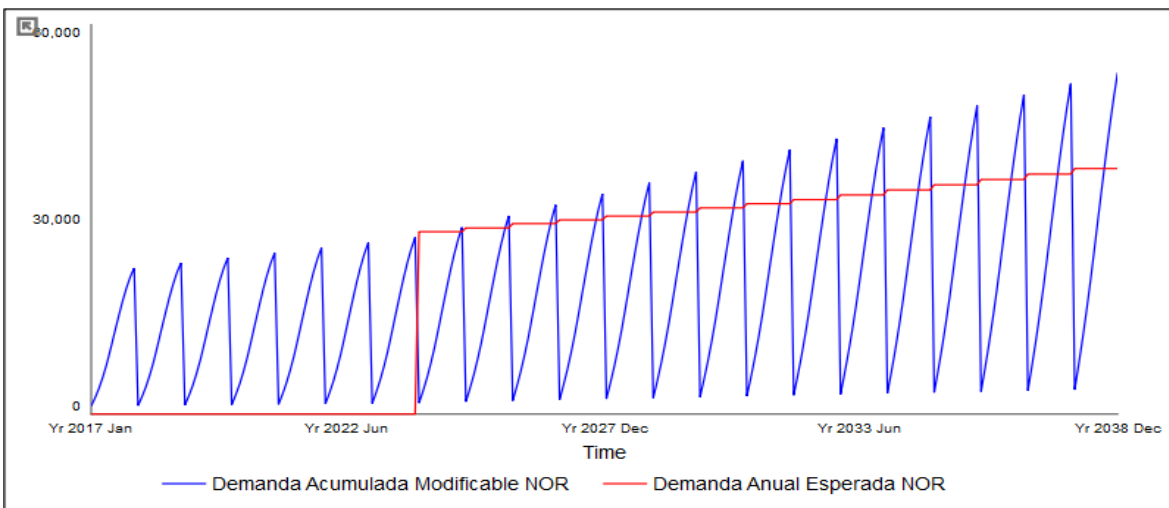


Figura 4.107 Demanda agregada anual en la región Noroeste escenario de incremento poblacional anual del 1.5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en Figura 4.106, un incremento en la tasa de crecimiento poblacional al 1.5% provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica regional. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.107, donde la trayectoria proyectada por el modelo no solo supera las previsiones oficiales de la SENER, sino que la brecha entre ambos escenarios se acentúa progresivamente con el paso de los años. Este hallazgo es significativo, ya que indica que tasas de expansión demográfica similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Noroeste evidenciando que el sistema es altamente sensible a las dinámicas de poblamiento.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración poblacional regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una tasa de contracción poblacional más moderada del 0.5% anual, representando una desaceleración respecto a la tendencia histórica. En la Figura 4.108, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante este ritmo de expansión demográfica atenuado. Por su parte, la Figura 4.109 exhibe el efecto acumulado en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

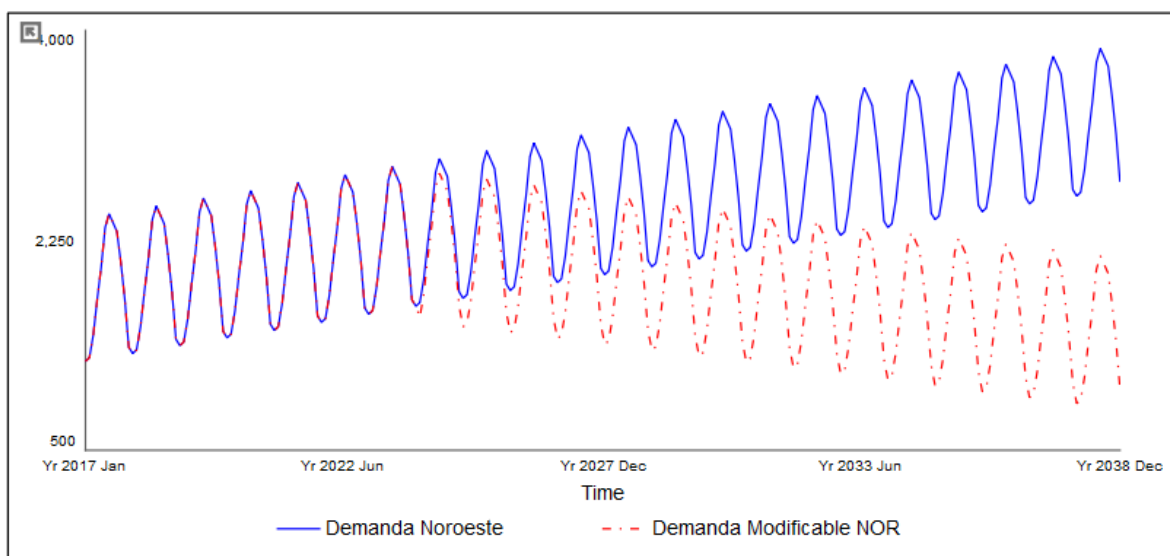


Figura 4.108 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de contracción ajustada al 0.5% anual). Fuente: Elaboración propia.

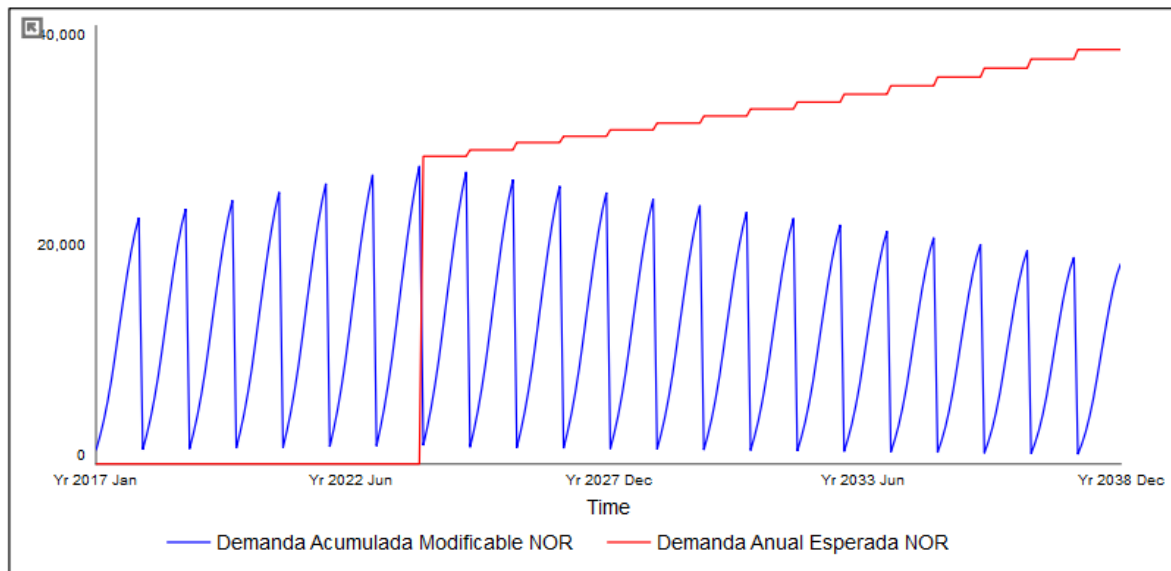


Figura 4.109 Demanda agregada anual en la región Noroeste bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de contracción ajustada al 0.5% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.108, una tasa de contracción poblacional moderada al 0.5% resulta en una reducción agresiva de la demanda eléctrica regional en comparación con la tendencia histórica. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.109, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa considerablemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER, evidenciando una divergencia significativa entre ambos escenarios. Estos resultados confirman que la expansión demográfica es una variable con un impacto determinante en la demanda energética de la región Noroeste; no obstante, bajo estas condiciones de crecimiento atenuado, la suficiencia del suministro no presenta riesgos, reafirmando la alta sensibilidad del sistema ante las dinámicas de poblamiento.

4.2.5.3 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento económico

Durante el periodo 2017-2023, la región Noroeste mostró una tendencia ascendente en su desarrollo económico, registrando una tasa de crecimiento promedio del 2.19%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan

fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el Producto Interno Bruto (PIB) regional y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica; dicha correlación es un factor determinante para la planificación de la infraestructura y el fortalecimiento de la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento económico acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un escenario de expansión económica acelerada. En la Figura 4.110, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho crecimiento. Por su parte, la Figura 4.111 exhibe el efecto acumulado de esta alza económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

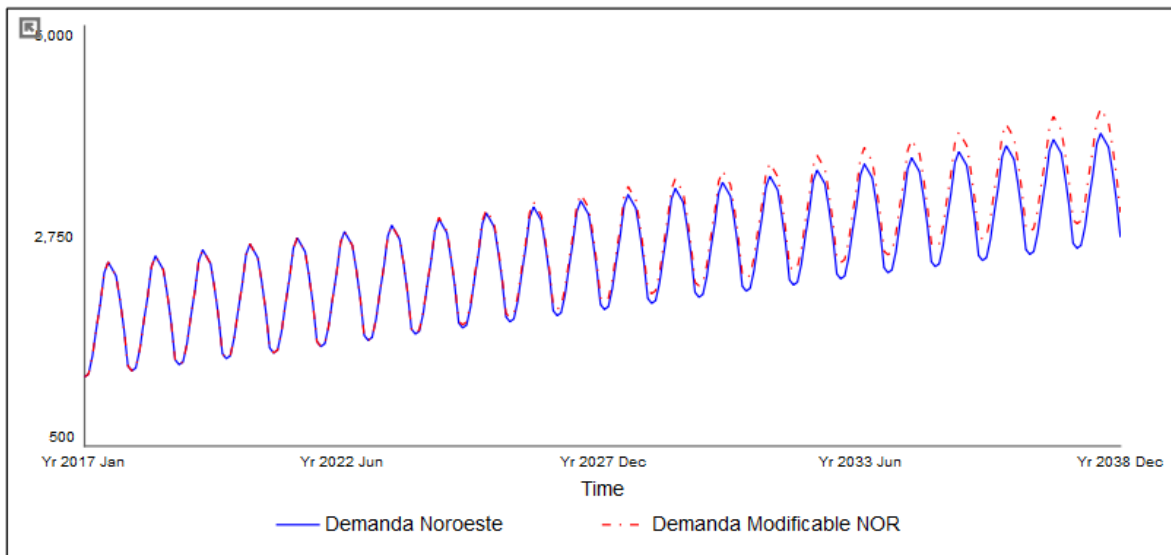


Figura 4.110 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroestes: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

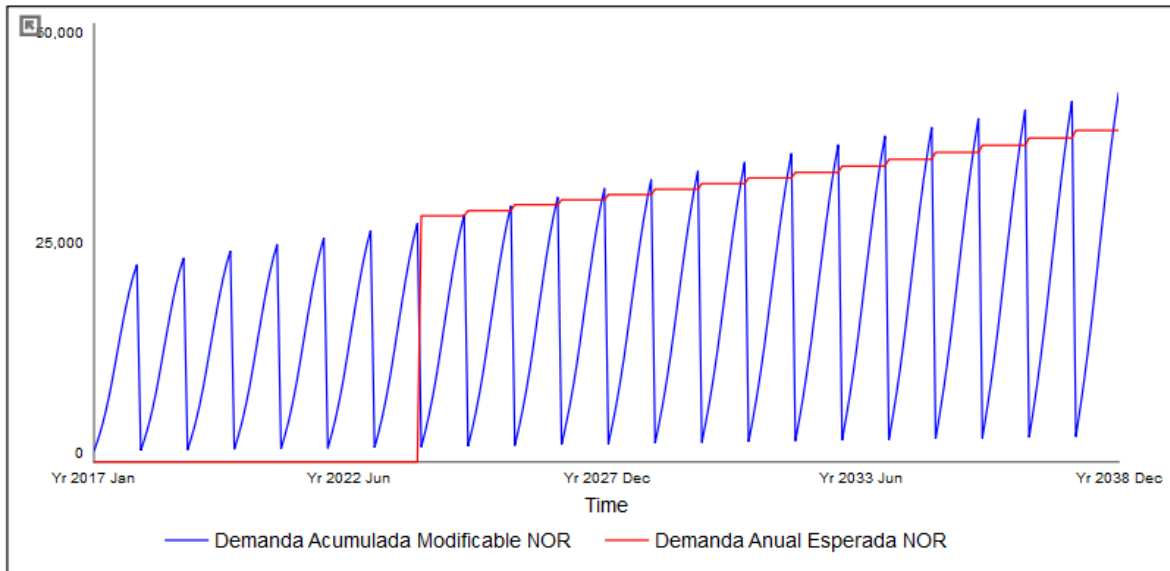


Figura 4.111 Demanda agregada anual en la región Noroestes bajo escenario de incremento económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.110, un escenario de crecimiento económico acelerado con una tasa del 10% anual genera apenas un incremento marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.111, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa escasamente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Noroeste no se verían comprometidos ante expansiones económicas agresivas.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración económica regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una contracción anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un contexto de recesión económica. En la Figura 4.112, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.113 exhibe el efecto acumulado de esta contracción económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

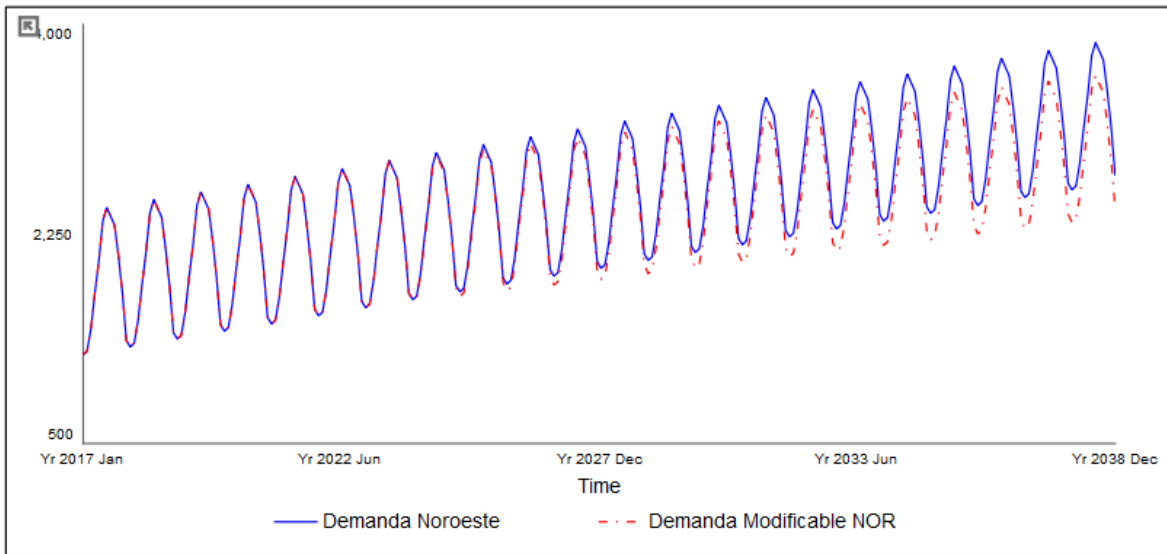


Figura 4.112 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

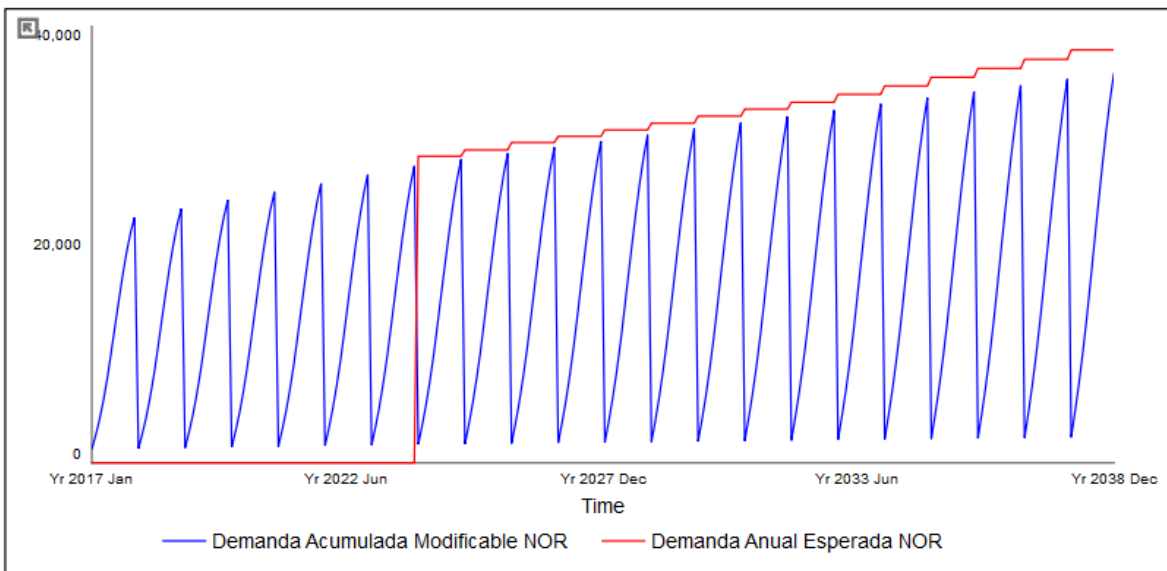


Figura 4.113 Demanda agregada anual en la región de Noroeste bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.112, un escenario de recesión económica con una tasa de contracción del 10% anual genera apenas una disminución marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.113, donde la trayectoria

proyectada por el modelo muestra valores no muy lejanos a las previsiones oficiales de la SENER, situándose por debajo de las mismas. Este hallazgo es altamente significativo, ya que reafirma que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Noroeste presentan una notable rigidez ante las fluctuaciones del PIB.

4.2.5.4 Análisis de sensibilidad para la variable del precio de la energía eléctrica

Durante el periodo 2017-2023 el precio de la energía mostró una tendencia ascendente, registrando una tasa de crecimiento promedio del 3.72%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el precio del kilo watt hora en la región.

a) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al alza del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de presión tarifaria superior al promedio histórico. En la Figura 4.114, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho ajuste en los costos. Por su parte, la Figura 4.115 exhibe el efecto acumulado de este incremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja). Este análisis permite evaluar si el precio actúa como un mecanismo de señalización suficiente para desincentivar el consumo o si la demanda permanece inelástica ante las variaciones en el costo del servicio para esta región.

}

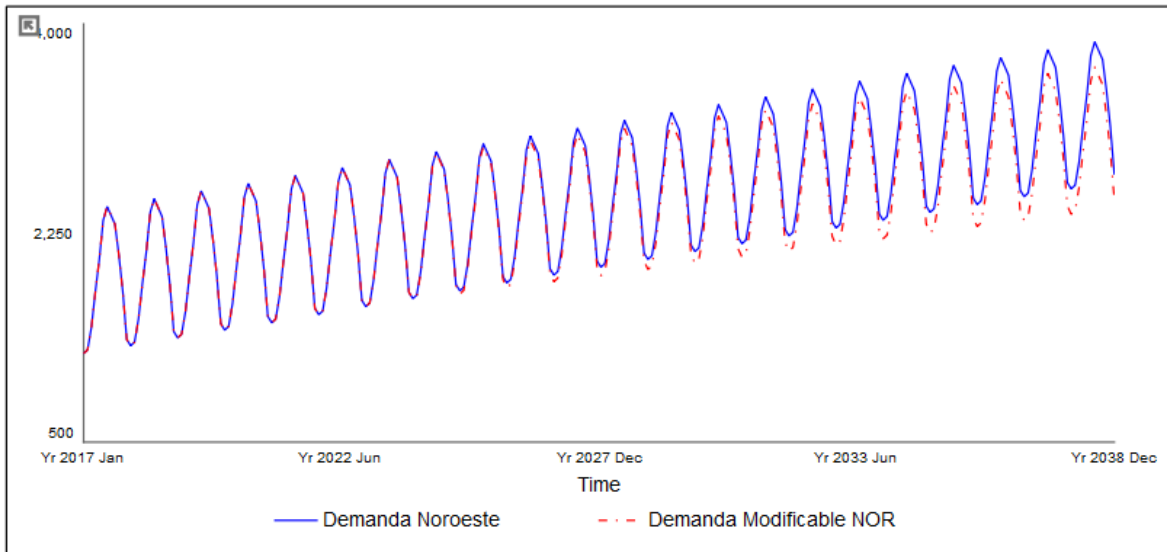


Figura 4.114 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

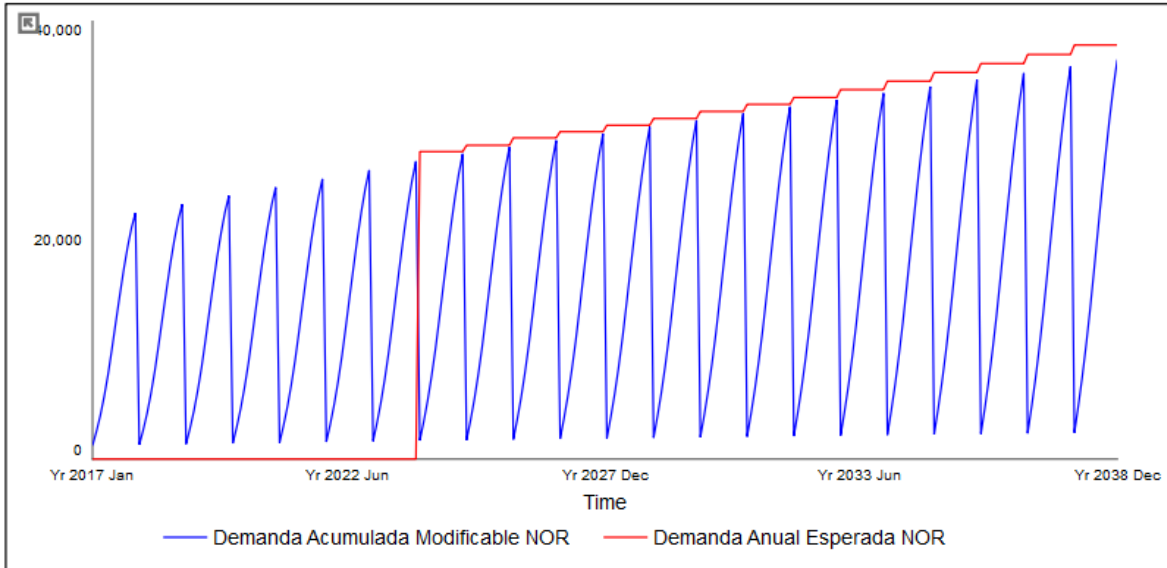


Figura 4.115 Demanda agregada anual en la región Noroeste bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.114, un escenario de crecimiento tarifario con una tasa del 10% anual genera una reducción apenas perceptible en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.115, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa escasamente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Noroeste puede desincentivar el consumo, aunque muy poco.

b) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al baja del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un decremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de atenuación tarifaria respecto al promedio histórico. En la Figura 4.116, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicha reducción en los costos. Por su parte, la Figura 4.117 exhibe el efecto acumulado de este decremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

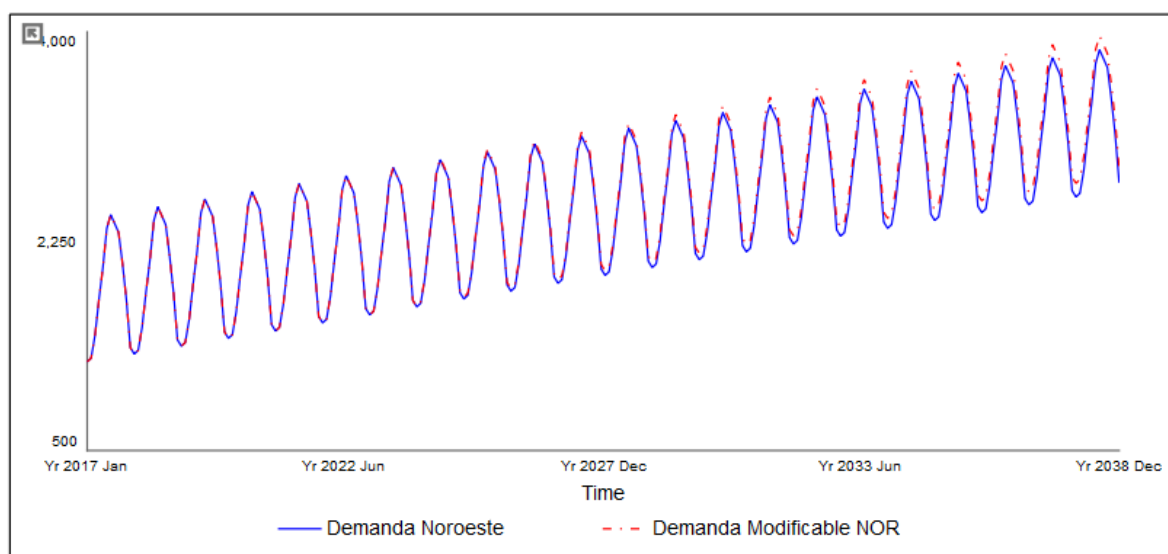


Figura 4.116 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

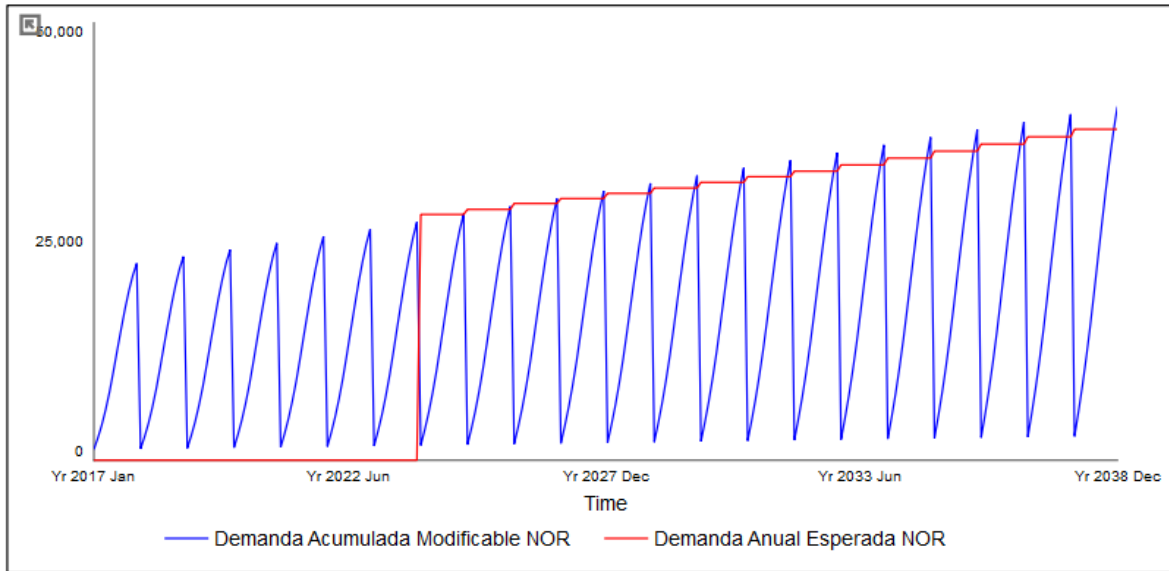


Figura 4.117 Demanda agregada anual en la región Noroeste bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.116, un escenario de reducción tarifaria con una tasa del 10% anual genera un alza en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.117, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa apenas por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que confirma que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Noroeste tiene un efecto mínimo en la demanda de esta región.

4.2.6 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Norte (NTE)

Los resultados de la simulación para la demanda eléctrica mensual se presentan en la Figura 4.118 donde la línea sólida azul representa el comportamiento histórico en la región Norte y la línea punteada roja ilustra las proyecciones generadas por el modelo de pronóstico. Complementariamente, la Figura 4.119 exhibe la demanda anual; en esta, la línea sólida azul corresponde a las proyecciones del modelo dinámico, mientras que la línea sólida roja representa el escenario esperado por la SENER para esta región.

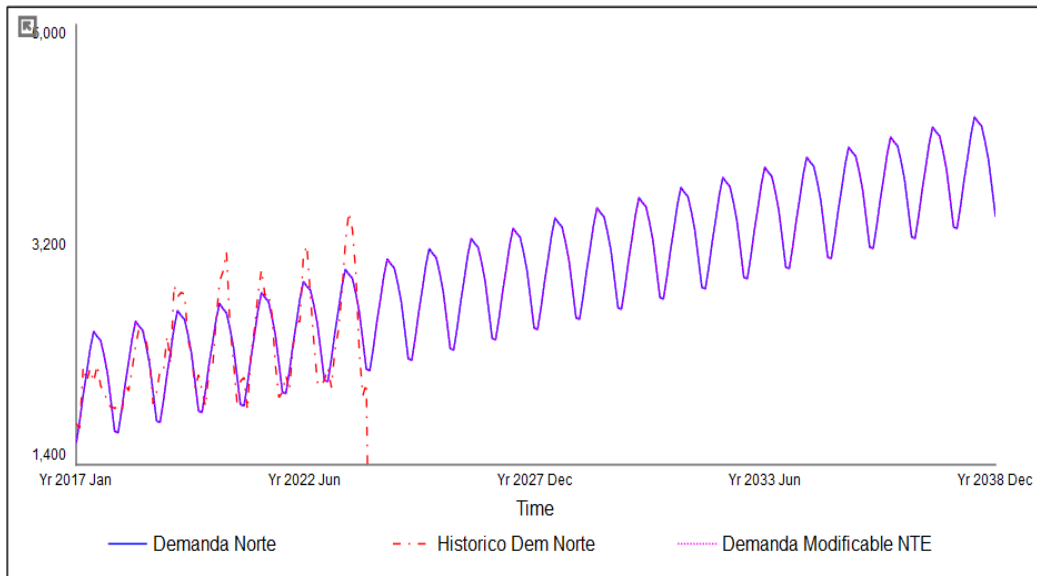


Figura 4.118 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Norte basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.

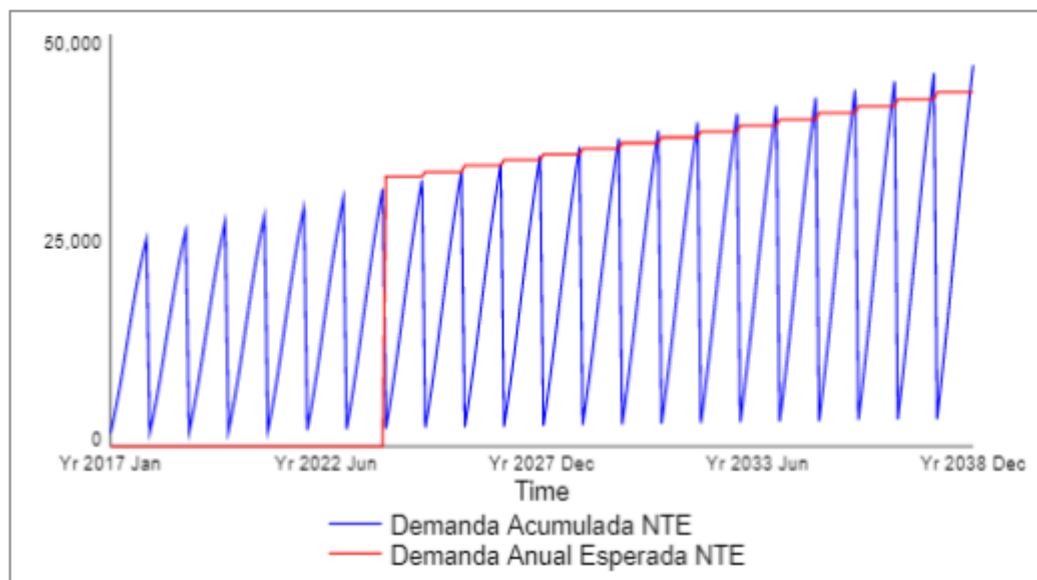


Figura 4.119 Demanda anual de energía eléctrica en la región Norte: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.

Como se aprecia en la Figura 4.118 la demanda eléctrica regional exhibe un crecimiento moderado con variaciones estacionales a lo largo del periodo mensual. Al contrastar estos resultados con la Figura 4.119, se observa que la proyección basada en tendencias históricas converge con las expectativas emitidas por la SENER. Esto sugiere que, bajo el escenario

tendencial actual la planeación oficial contraría con condiciones de suficiencia en el suministro para los próximos quince años, siempre que las variables críticas mantengan su comportamiento histórico.

4.2.6.1 Análisis de sensibilidad para la variable temperatura

Durante el periodo comprendido entre 2017 y 2023, la región Norte experimentó una tendencia decreciente en sus registros térmicos, con una variación promedio del 0.48% lo que se traduce en descensos en la temperatura de aproximadamente 0.1 °C cada año. Con base en este comportamiento histórico, se procedió al diseño de escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores a dicho umbral. Esta aproximación permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios climáticos atípicos y su impacto directo en la demanda eléctrica regional

a) Escenario de sensibilidad: Incremento térmico

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento térmico anual de 0.5 °C. En la Figura 4.120, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.121 exhibe el efecto acumulado de esta alza térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

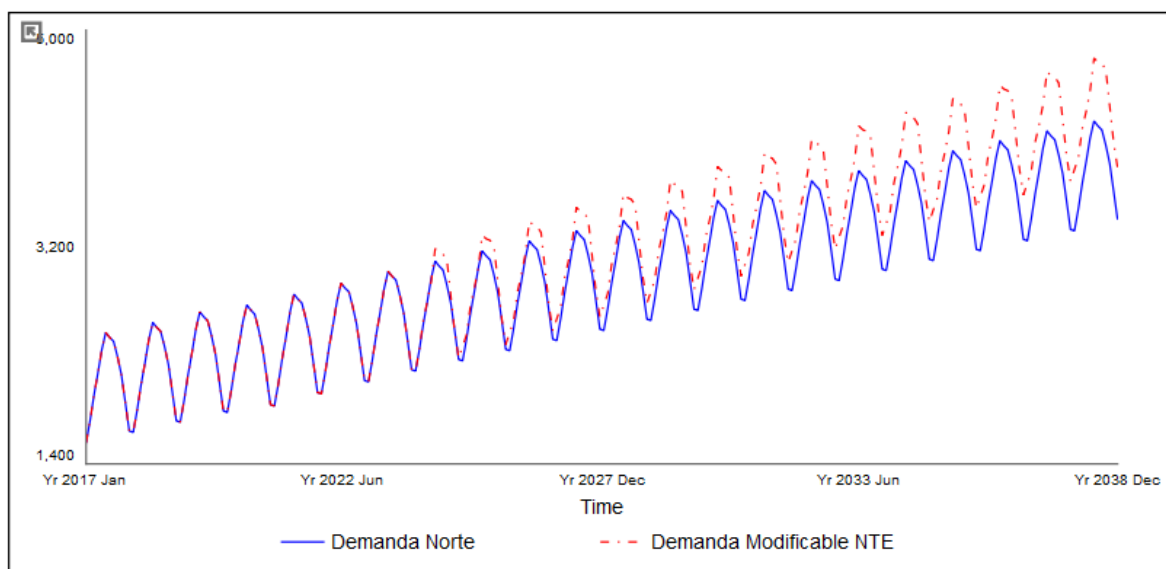


Figura 4.120 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.

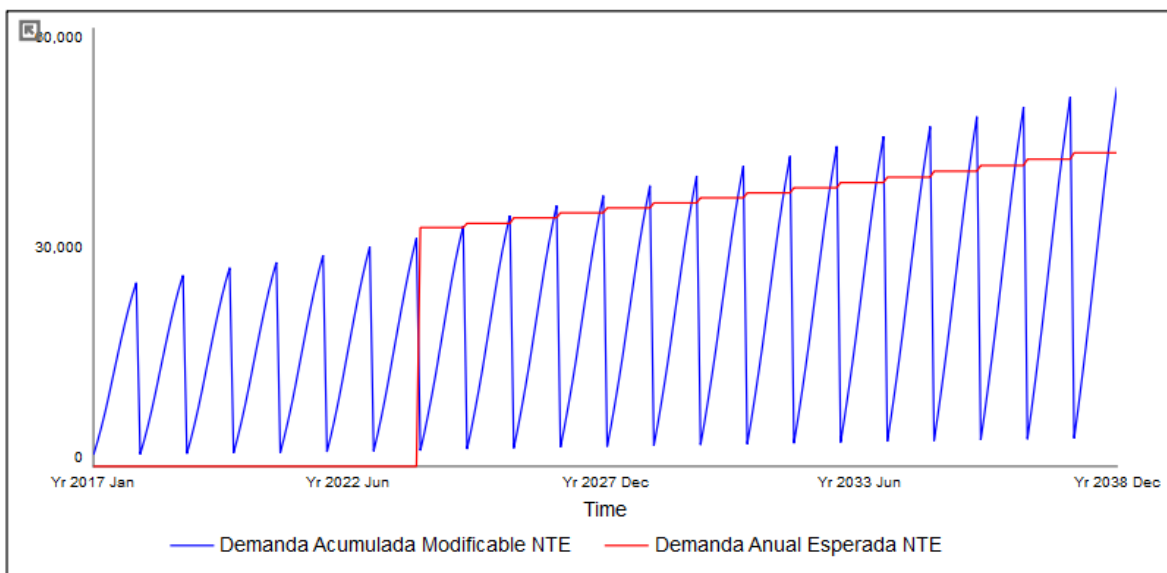


Figura 4.121 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.120 un incremento térmico anual de 0.5 °C, provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica, intensificando los picos estacionales. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.121, donde la demanda proyectada por el modelo supera, aunque no por mucho a las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es crítico, ya que indica que fluctuaciones térmicas similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Norte. En consecuencia, se evidencia la sensibilidad del sistema ante el forzamiento climático.

b) Escenario de sensibilidad: Atenuación térmica

Para el escenario de sensibilidad opuesto, se propone una atenuación térmica anual de 0.5°C. En la Figura 4.122, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.123 exhibe el efecto acumulado de esta baja térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

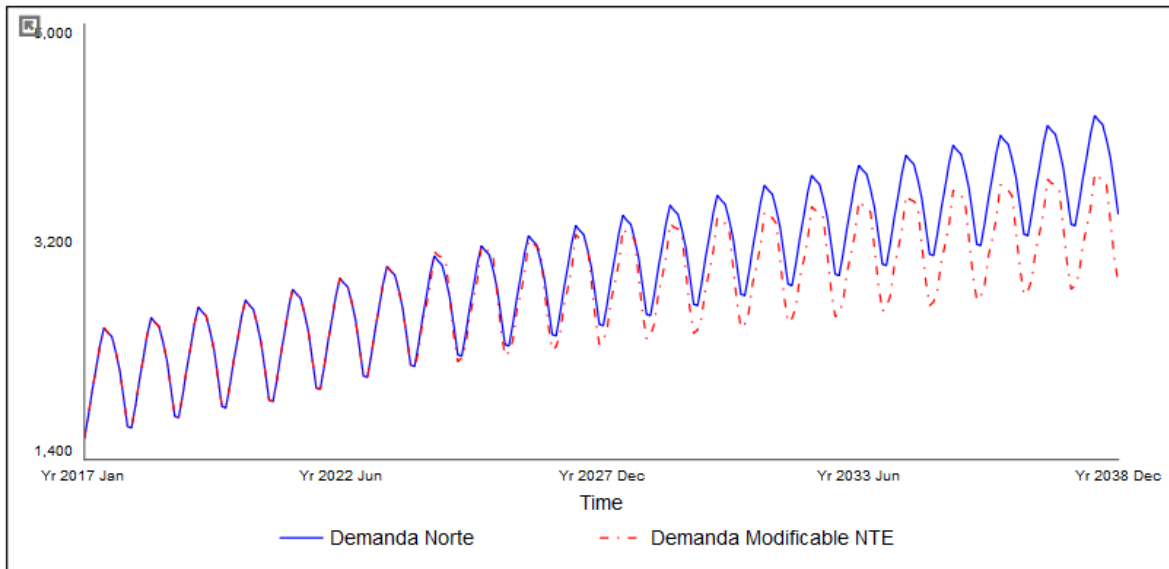


Figura 4.122 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.

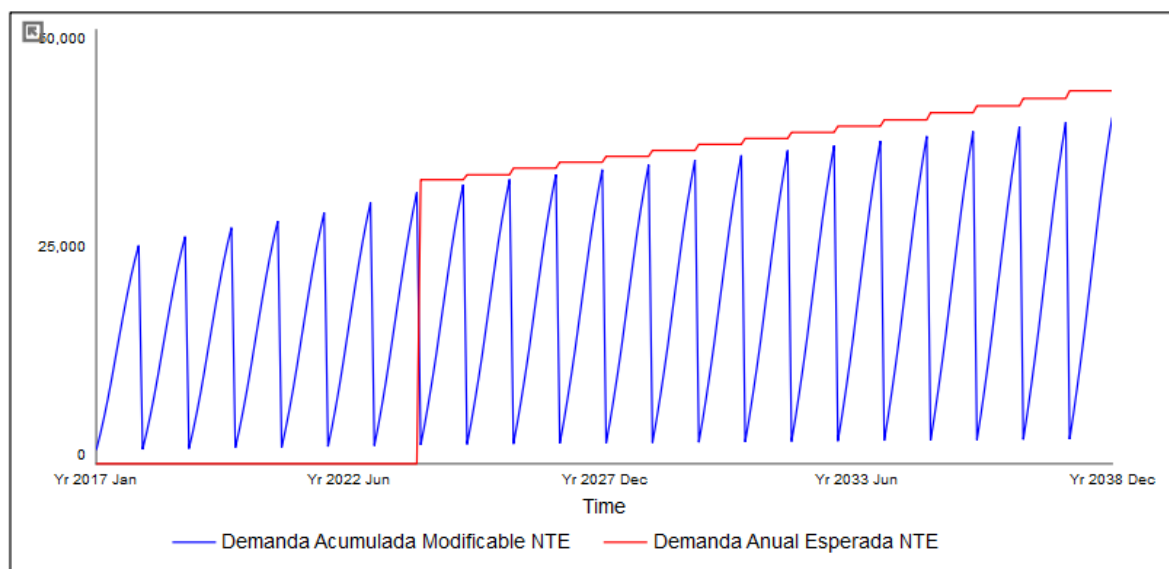


Figura 4.123 Demanda agregada anual en la región Norte escenario de decremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.122, un decremento térmico anual de 0.5 °C provoca una reducción significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.123 donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Estos resultados indican que, ante escenarios de atenuación térmica, el sistema eléctrico de la región Norte presenta un amplio

margen de suficiencia, minimizando los riesgos operativos y garantizando la estabilidad del suministro bajo condiciones climáticas similares a la propuesta en este escenario.

4.2.6.2 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento poblacional

Durante el periodo 2017-2023, la región Norte mostró una tendencia ascendente en su dinámica demográfica, registrando una tasa de crecimiento promedio del 0.85%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios en la demografía y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica regional, factor determinante para la planificación de la infraestructura y la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento poblacional acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento poblacional anual de 1.5%. En la Figura 4.124, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.125 exhibe el efecto acumulado de esta alza poblacional en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

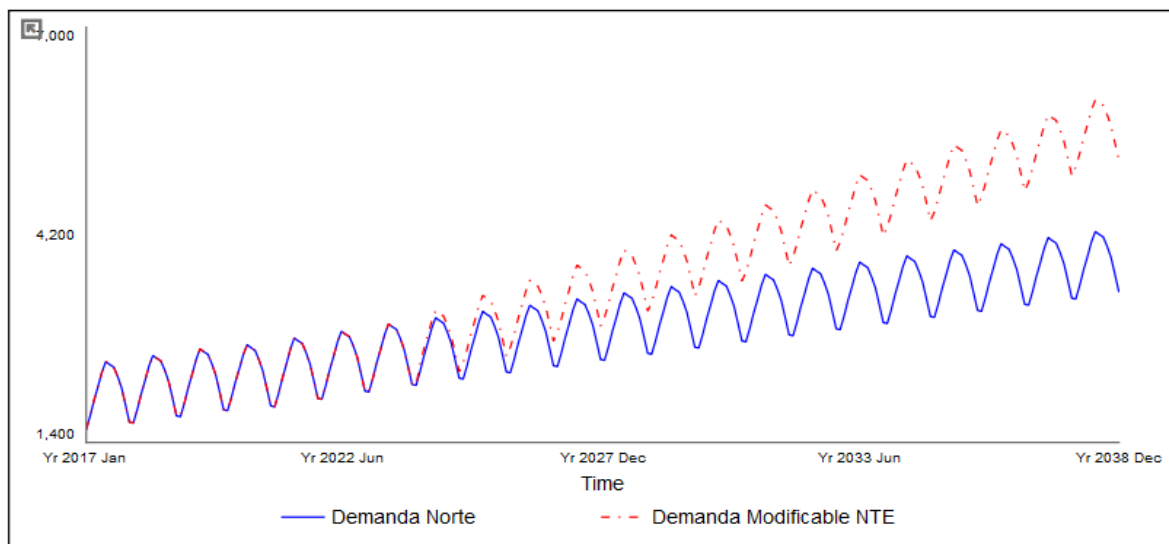


Figura 4.124 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1.5%. Fuente: Elaboración propia.

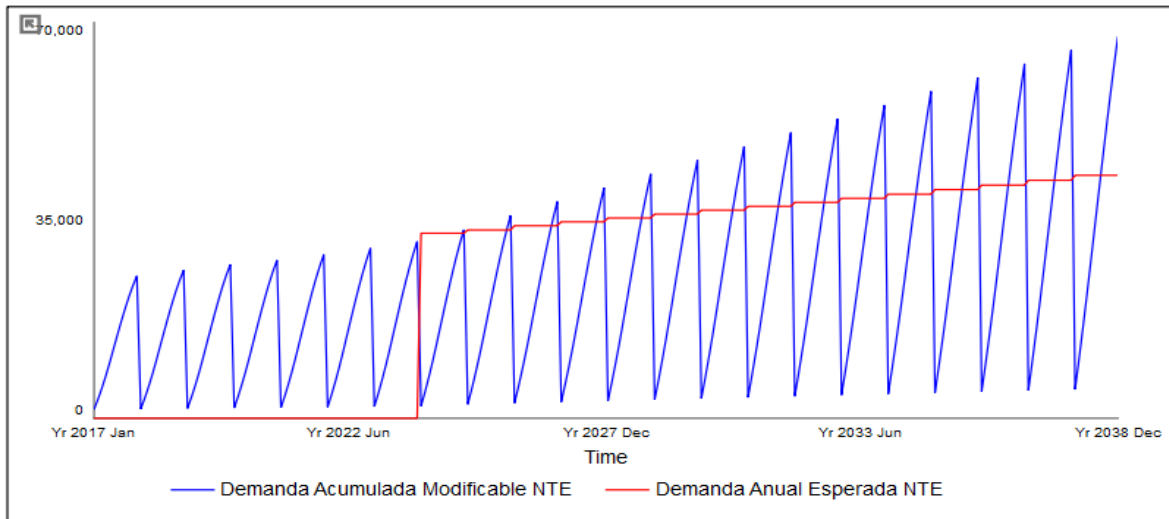


Figura 4.125 Demanda agregada anual en la región Norte escenario de incremento poblacional anual del 1.5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en Figura 4.124, un incremento en la tasa de crecimiento poblacional al 1.5% provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica regional. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.125, donde la trayectoria proyectada por el modelo no solo supera las previsiones oficiales de la SENER, sino que la brecha entre ambos escenarios se acentúa progresivamente con el paso de los años. Este hallazgo es significativo, ya que indica que tasas de expansión demográfica similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Norte, evidenciando que el sistema es altamente sensible a las dinámicas de poblamiento.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración poblacional regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una tasa de crecimiento poblacional más moderada del 0.2% anual, representando una desaceleración respecto a la tendencia histórica. En la Figura 4.126, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante este ritmo de expansión demográfica atenuado. Por su parte, la Figura

4.127 exhibe el efecto acumulado en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

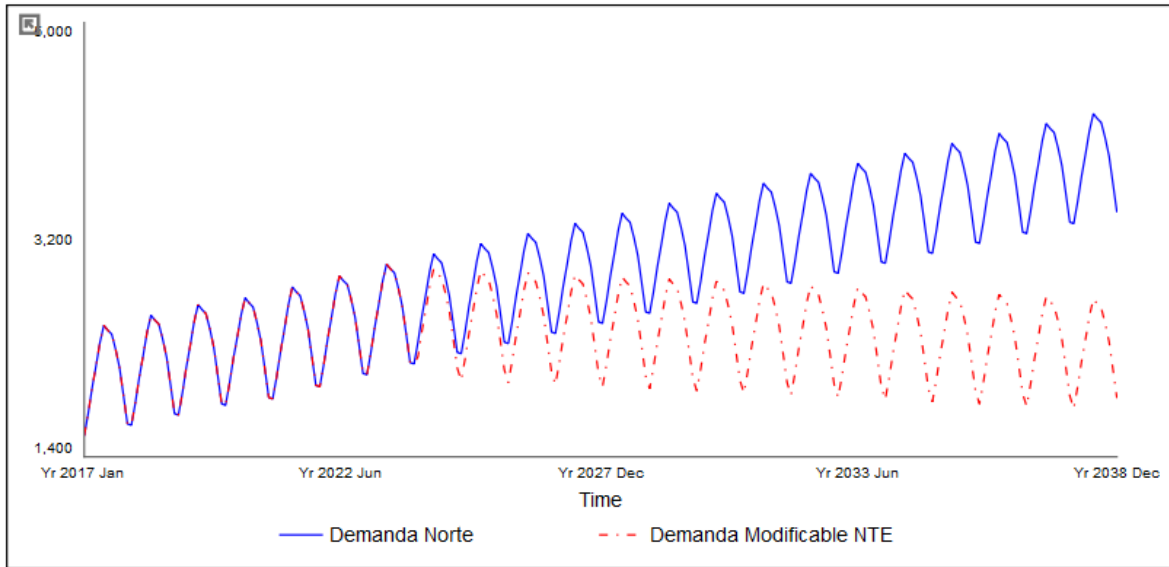


Figura 4.126 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual). Fuente: Elaboración propia.

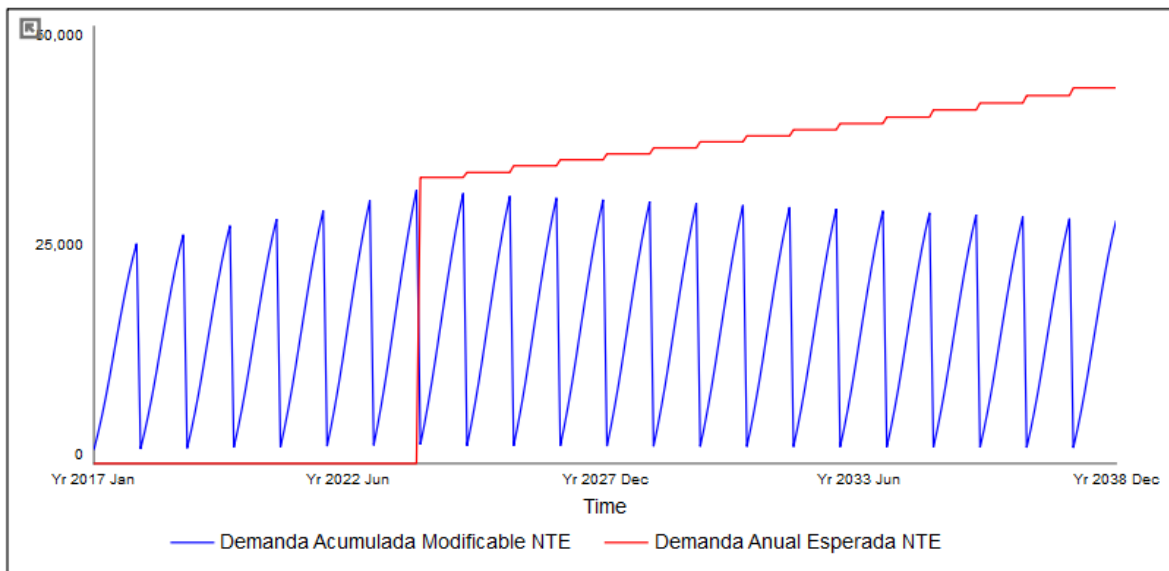


Figura 4.127 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.126, una tasa de crecimiento poblacional moderada al 0.2% resulta en una reducción clara de la demanda eléctrica regional en comparación con la tendencia histórica. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.127, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa considerablemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER, evidenciando una divergencia significativa entre ambos escenarios. Estos resultados confirman que la expansión demográfica es una variable con un impacto determinante en la demanda energética de la región Norte; no obstante, bajo estas condiciones de crecimiento atenuado, la suficiencia del suministro no presenta riesgos, reafirmando la alta sensibilidad del sistema ante las dinámicas de poblamiento.

4.2.6.3 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento económico

Durante el periodo 2017-2023, la región Norte mostró una tendencia ascendente en su desarrollo económico, registrando una tasa de crecimiento promedio del 5.36%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el Producto Interno Bruto (PIB) regional y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica; dicha correlación es un factor determinante para la planificación de la infraestructura y el fortalecimiento de la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento económico acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 15% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un escenario de expansión económica acelerada. En la Figura 4.128, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho crecimiento. Por su parte, la Figura 4.129 exhibe el efecto acumulado de esta alza económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

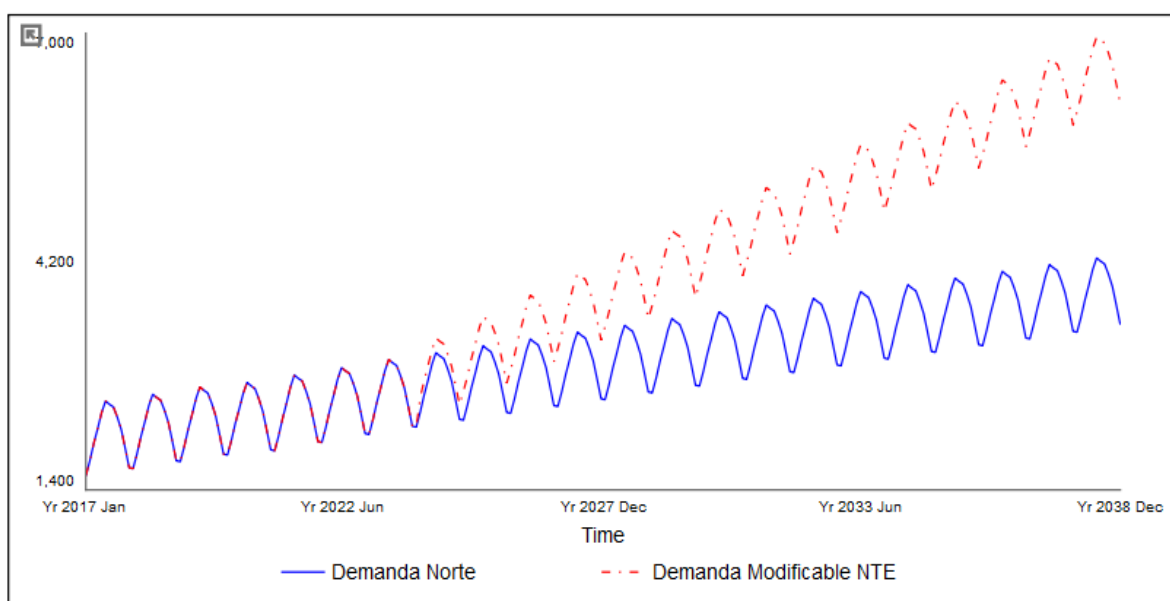


Figura 4.128 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 15%. Fuente: Elaboración propia.

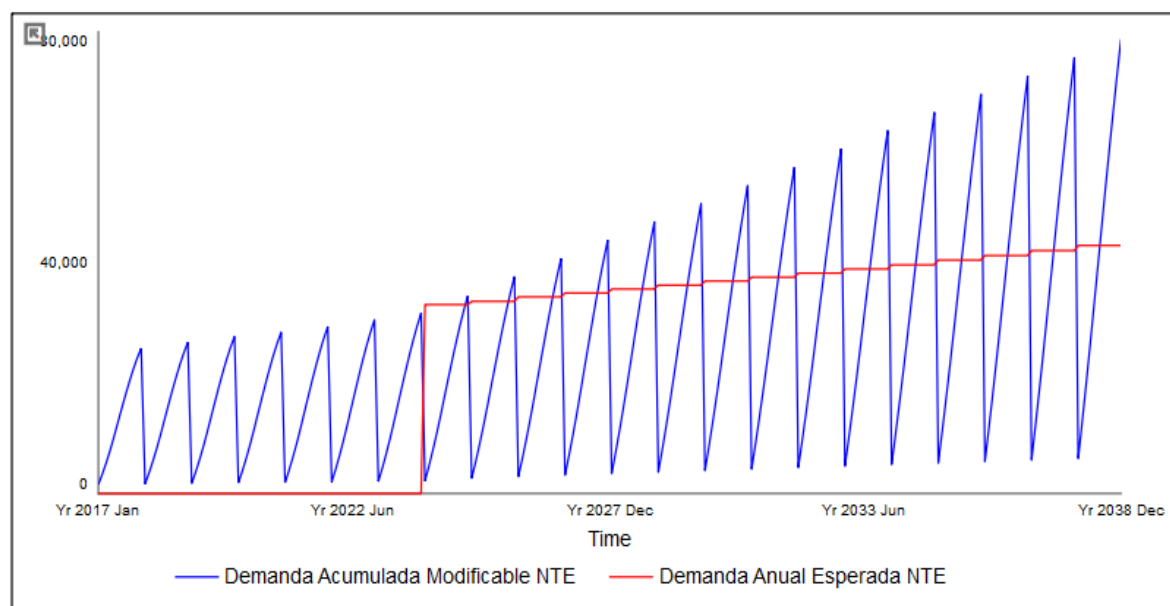


Figura 4.129 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario de incremento económico anual del 15% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.128. un escenario de crecimiento económico acelerado con una tasa del 15% anual genera apenas un incremento marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.129, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa muy por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región de Norte se verían altamente comprometidos ante expansiones económicas agresivas.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración económica regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una contracción anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un contexto de recesión económica. En la Figura 4.130, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.131 exhibe el efecto acumulado de esta contracción económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

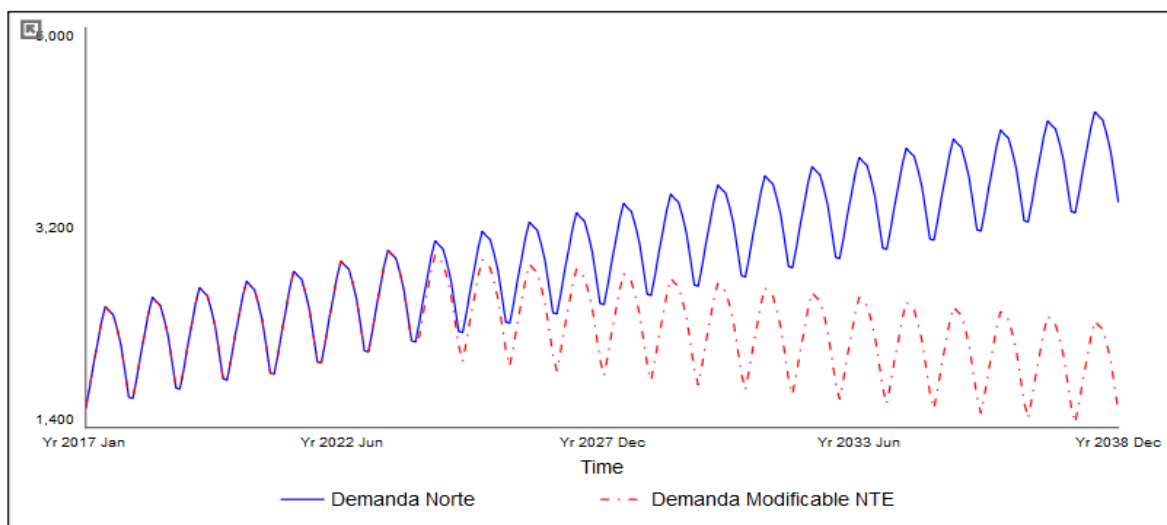


Figura 4.130 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

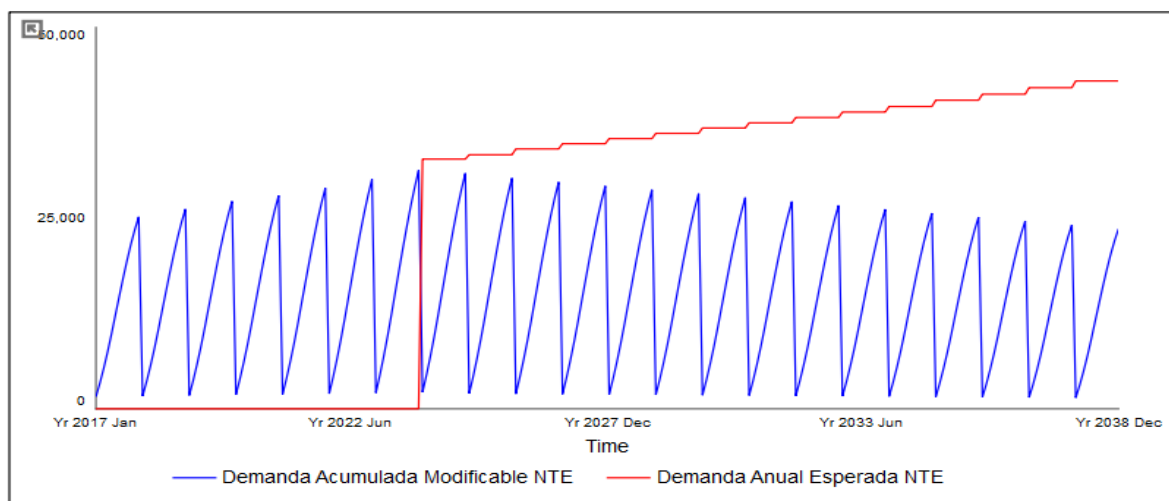


Figura 4.131 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.130, un escenario de recesión económica con una tasa de contracción del 10% anual genera apenas una disminución marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.131, donde la trayectoria proyectada por el modelo muestra valores muy lejanos a las previsiones oficiales de la SENER, situándose por debajo de las mismas. Este hallazgo es altamente significativo, ya que reafirma que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Norte presentan una notable sensibilidad ante las fluctuaciones del PIB.

4.2.6.4 Análisis de sensibilidad para la variable del precio de la energía eléctrica

Durante el periodo 2017-2023 el precio de la energía mostró una tendencia ascendente, registrando una tasa de crecimiento promedio del 3.72%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el precio del kilo watt hora en la región.

a) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al alza del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de presión tarifaria superior al promedio histórico. En la Figura 4.132, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho ajuste en los costos. Por su parte, la Figura 4.133 exhibe el efecto acumulado de este incremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja). Este análisis permite evaluar si el precio actúa como un mecanismo de señalización suficiente para desincentivar el consumo o si la demanda permanece inelástica ante las variaciones en el costo del servicio para esta región.

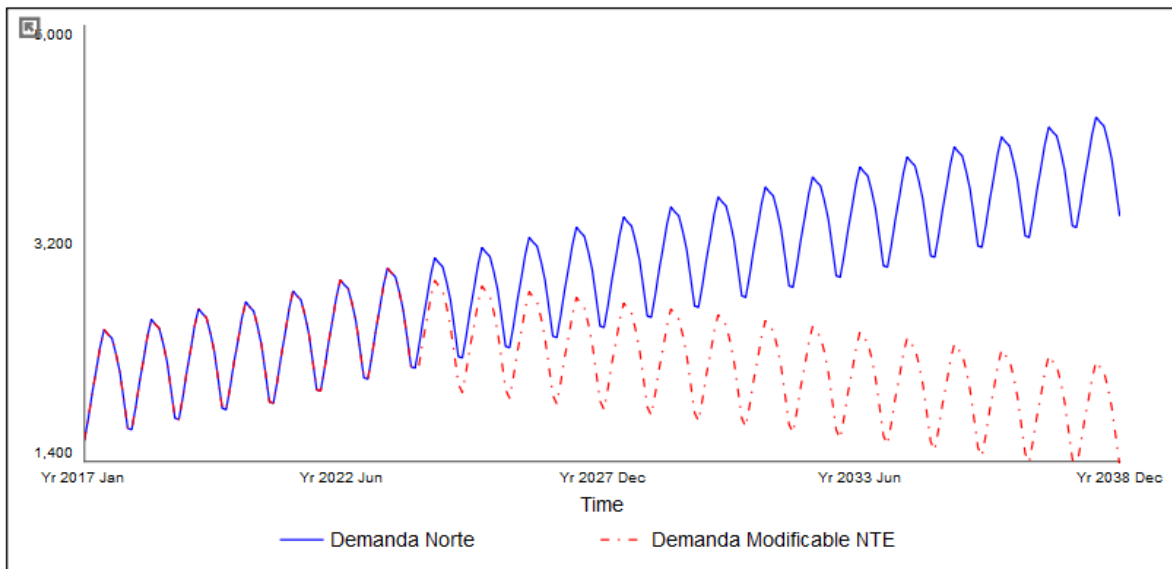


Figura 4.132 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

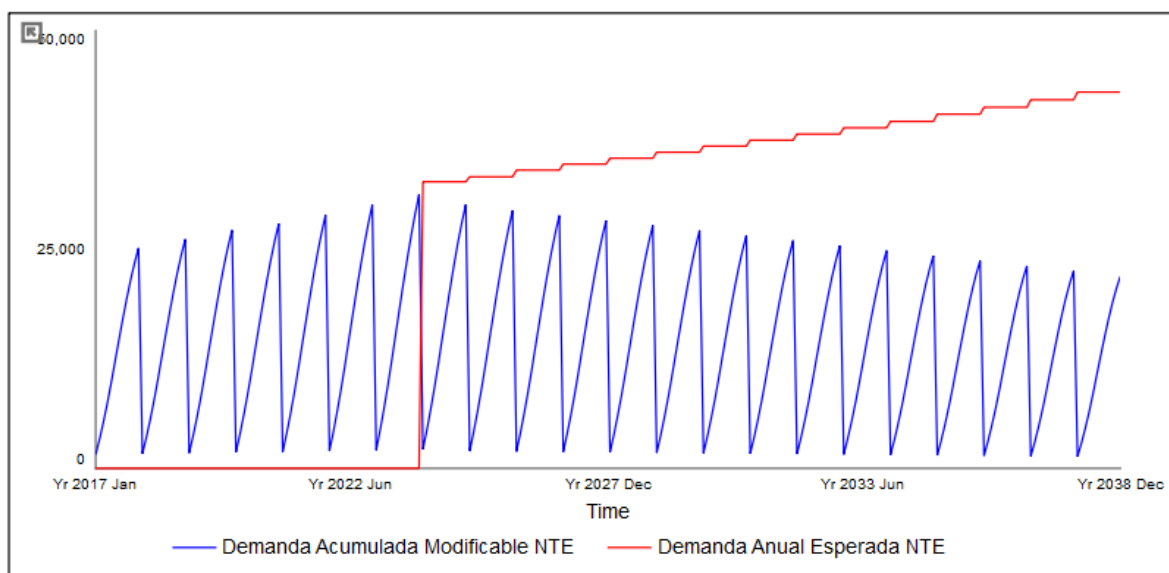


Figura 4.133 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.132, un escenario de crecimiento tarifario con una tasa del 10% anual genera una reducción sustancial en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.133, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente muy por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Norte actúa como un mecanismo de señalización efectivo para desincentivar el consumo. Lo anterior evidencia una elasticidad-precio de la demanda que podría ser aprovechada para implementar políticas de eficiencia energética y gestión de la carga en la zona.

b) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al baja del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un decremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de atenuación tarifaria respecto al promedio histórico. En la Figura 4.134, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicha reducción en los costos. Por su parte, la Figura 4.135 exhibe el efecto acumulado de este decremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

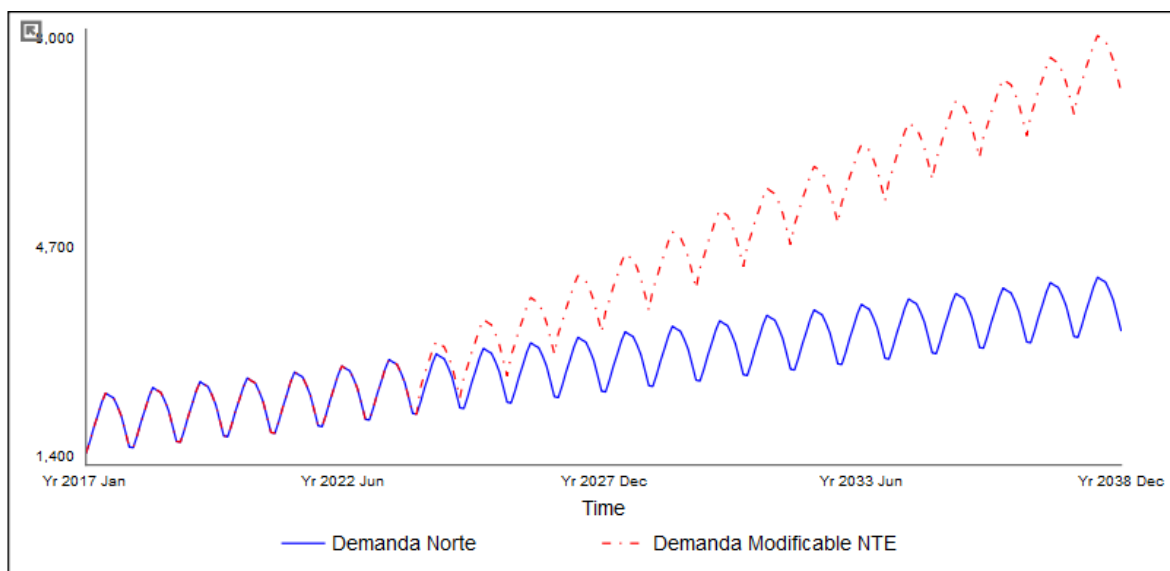


Figura 4.134 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

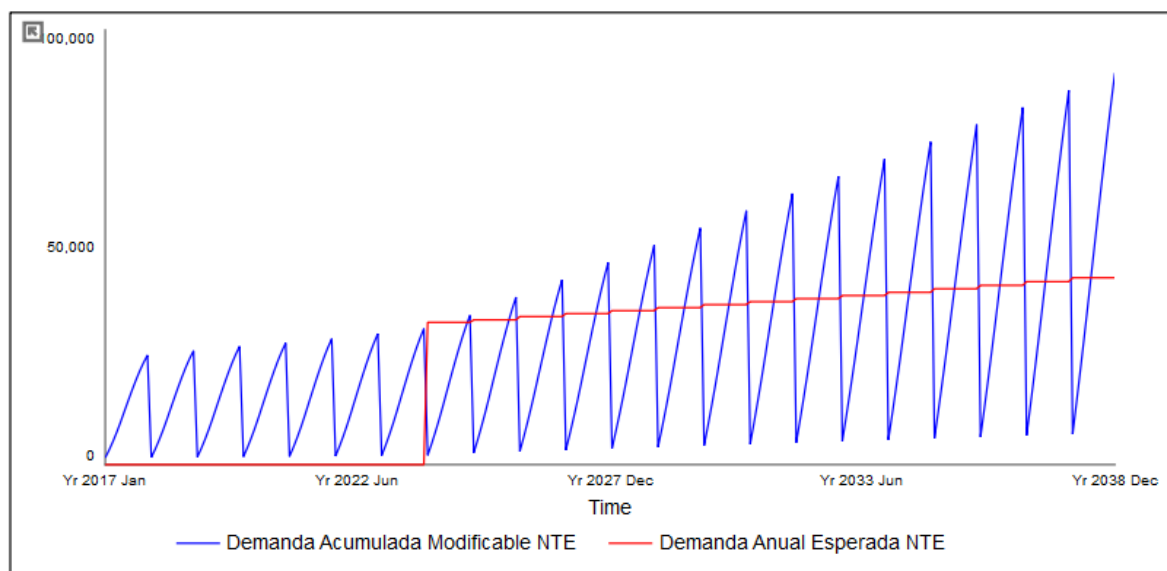


Figura 4.135 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.134, un escenario de reducción tarifaria con una tasa del 10% anual genera un alza significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.135, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es

altamente significativo, ya que confirma que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Norte actúa como un mecanismo de señalización determinante; en este contexto, una disminución en el costo del servicio funciona como un estímulo que expande la demanda, lo que podría derivar en una mayor presión sobre la capacidad instalada del sistema si no se acompaña de políticas de uso eficiente.

4.2.7 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Occidental (OCC)

Los resultados de la simulación para la demanda eléctrica mensual se presentan en la Figura 4.136 donde la línea sólida azul representa el comportamiento histórico en la región Occidental y la línea punteada roja ilustra las proyecciones generadas por el modelo de pronóstico. Complementariamente, la Figura 4.137 exhibe la demanda anual; en esta, la línea sólida azul corresponde a las proyecciones del modelo dinámico, mientras que la línea sólida roja representa el escenario esperado por la SENER para esta región.

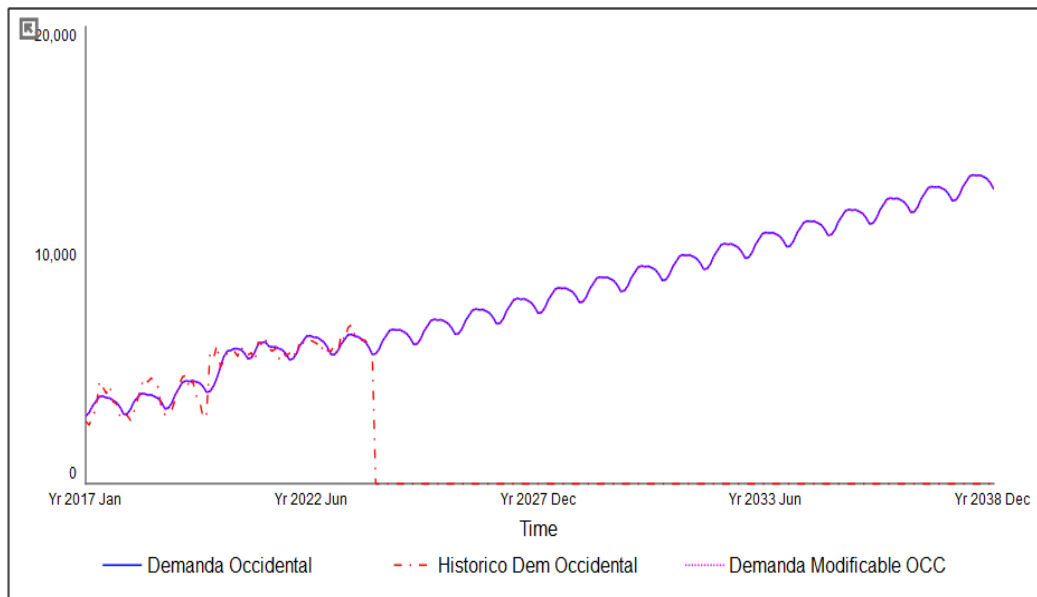


Figura 4.136 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Occidental basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.

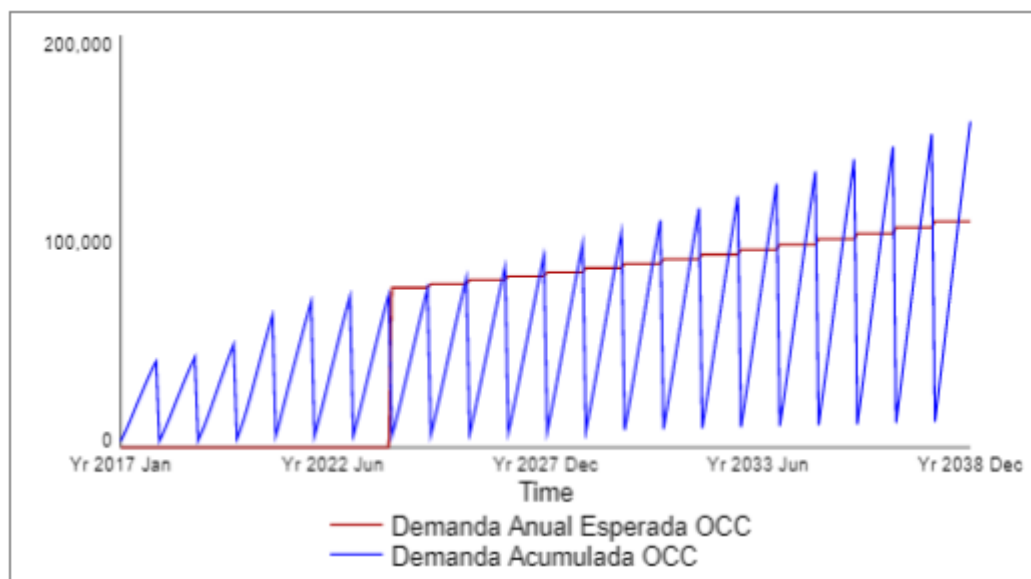


Figura 4.137 Demanda anual de energía eléctrica en la región Occidental: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.

Como se aprecia en la Figura 4.136 la demanda eléctrica regional exhibe un crecimiento elevado con variaciones estacionales a lo largo del periodo mensual. Al contrastar estos resultados con la Figura 4.137, se observa que la proyección basada en tendencias históricas se sitúa por encima de las expectativas emitidas por la SENER. Esta discrepancia sugiere que, bajo el escenario tendencial actual, se está subestimando el crecimiento de la demanda eléctrica en la planeación oficial, lo que podría interpretarse como una condición de insuficiencia en el suministro para los próximos quince años, siempre que las variables críticas mantengan su comportamiento histórico.

4.2.7.1 Análisis de sensibilidad para la variable temperatura

Durante el periodo comprendido entre 2017 y 2023, la región Occidental experimentó una tendencia decreciente en sus registros térmicos, con una variación promedio del 0.44% lo que se traduce en descensos en la temperatura de aproximadamente 0.1 °C cada año. Con base en este comportamiento histórico, se procedió al diseño de escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores a dicho umbral. Esta aproximación permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios climáticos atípicos y su impacto directo en la demanda eléctrica regional

a) Escenario de sensibilidad: Incremento térmico

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento térmico anual de 0.6°C . En la Figura 4.138, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.139 exhibe el efecto acumulado de esta alza térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

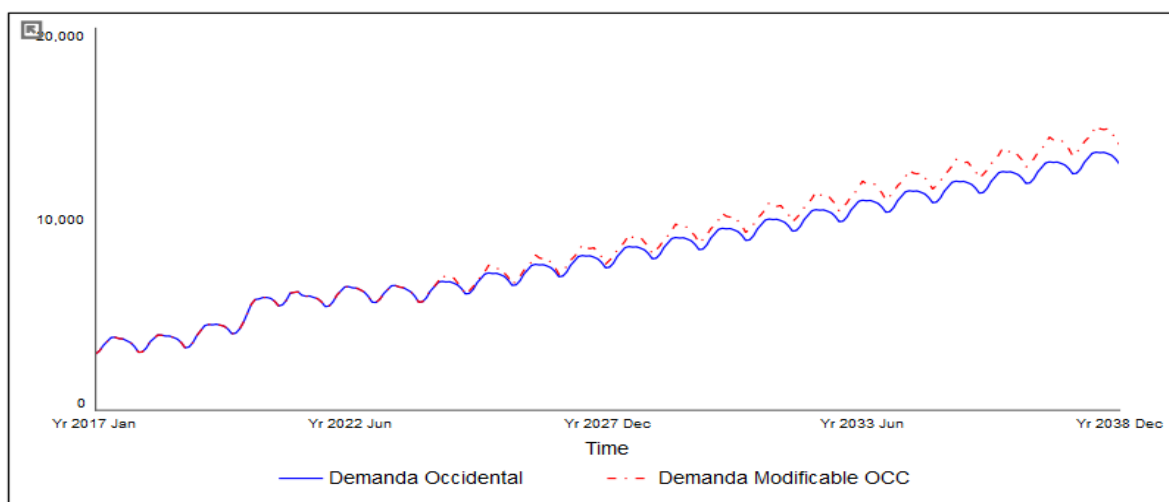


Figura 4.138 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.6°C . Fuente: Elaboración propia.

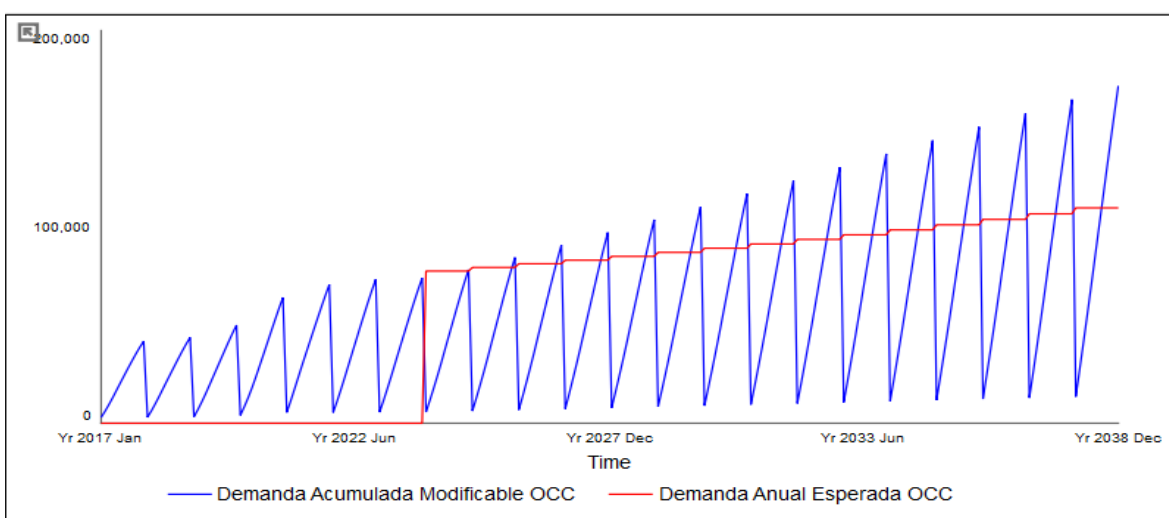


Figura 4.139 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario de incremento térmico anual de 0.6°C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.138 un incremento térmico anual de 0.6 °C, provoca un aumento leve en la demanda eléctrica, intensificando los picos estacionales. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.139, donde la demanda proyectada por el modelo supera, aunque previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es crítico, ya que indica que fluctuaciones térmicas similares o superiores comprometerían aun mas el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Occidental.

b) Escenario de sensibilidad: Atenuación térmica

Para el escenario de sensibilidad opuesto, se propone una atenuación térmica anual de 0.6 °C. En la Figura 4.140, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.141 exhibe el efecto acumulado de esta baja térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

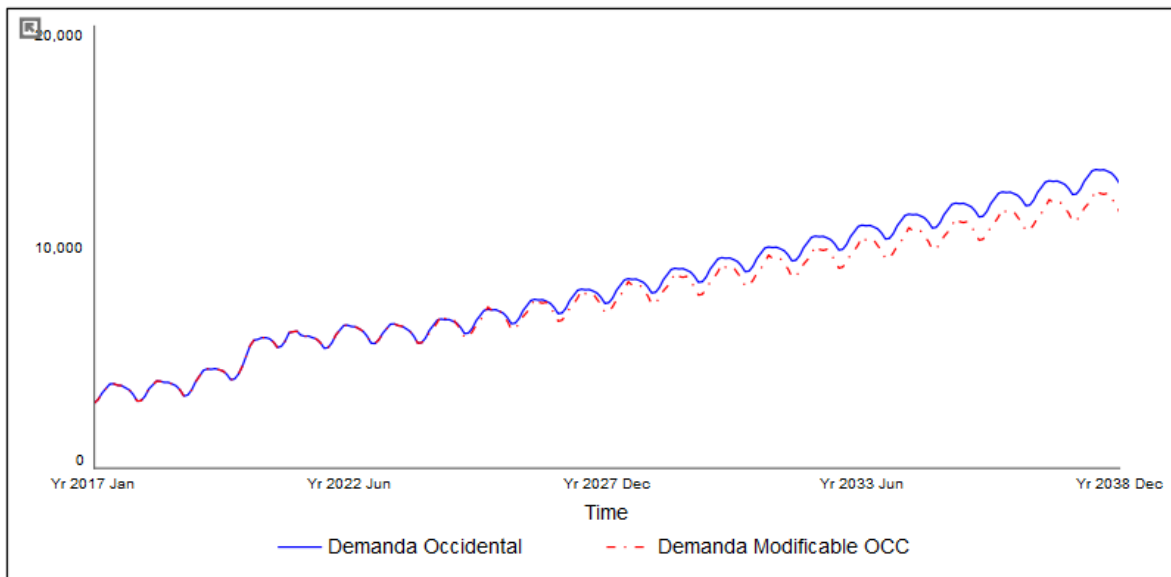


Figura 4.140 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 0.6 °C. Fuente: Elaboración propia.

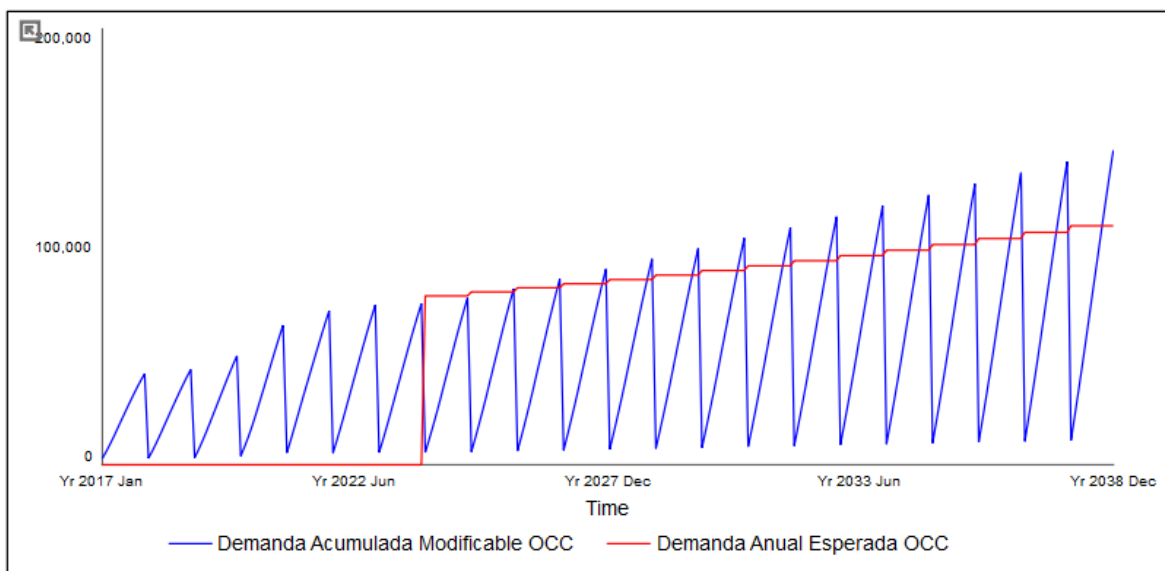


Figura 4.141 Demanda agregada anual en la región Occidental escenario de decremento térmico anual de 0.6 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.140, un decremento térmico anual de 0.6°C provoca una reducción pequeña en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.141 donde la trayectoria proyectada por el modelo es un poco menor a la tendencia historia, sin embargo, aún se mantiene por arriba de las previsiones oficiales de la SENER. Estos resultados indican que, ante escenarios de atenuación térmica, el sistema eléctrico de la región Occidental presenta variaciones mínimas, manteniendo los riesgos operativos y comprometiendo la estabilidad del suministro bajo condiciones climáticas similares a la propuesta en este escenario.

4.2.7.2 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento poblacional

Durante el periodo 2017-2023, la región Occidental mostró una tendencia ascendente en su dinámica demográfica, registrando una tasa de crecimiento promedio del 0.96%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios en la demografía y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica regional, factor determinante para la planificación de la infraestructura y la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento poblacional acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento poblacional anual de 1.5%. En la Figura 4.142, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.143 exhibe el efecto acumulado de esta alza poblacional en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

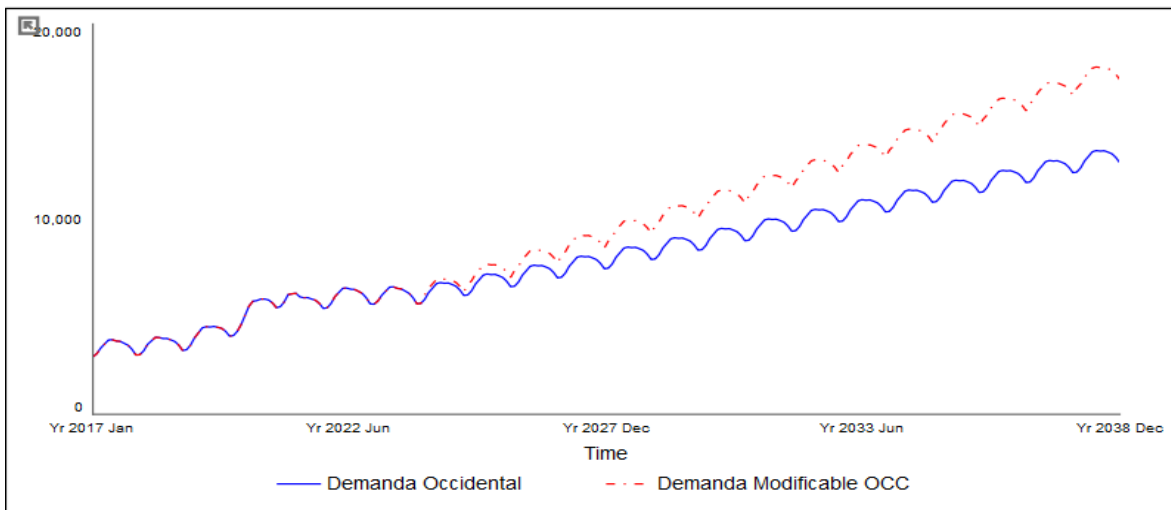


Figura 4.142 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1.5%. Fuente: Elaboración propia.

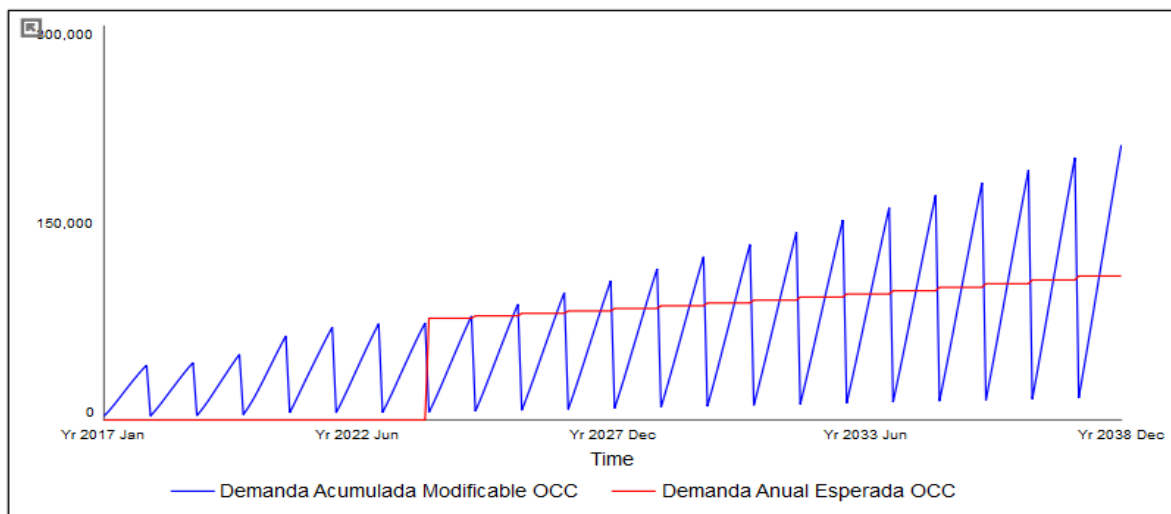


Figura 4.143 Demanda agregada anual en la región Occidental escenario de incremento poblacional anual del 1.5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en Figura 4.142, un incremento en la tasa de crecimiento poblacional al 1.5% provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica regional. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.143, donde la trayectoria proyectada por el modelo no solo supera las previsiones oficiales de la SENER, sino que la brecha entre ambos escenarios se acentúa progresivamente con el paso de los años. Este hallazgo es significativo, ya que indica que tasas de expansión demográfica similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Occidental, evidenciando que el sistema es altamente sensible a las dinámicas de poblamiento.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración poblacional regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una tasa de crecimiento poblacional más moderada del 0.01% anual, representando una desaceleración respecto a la tendencia histórica. En la Figura 4.144, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante este ritmo de expansión demográfica atenuado. Por su parte, la Figura 4.145 exhibe el efecto acumulado en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

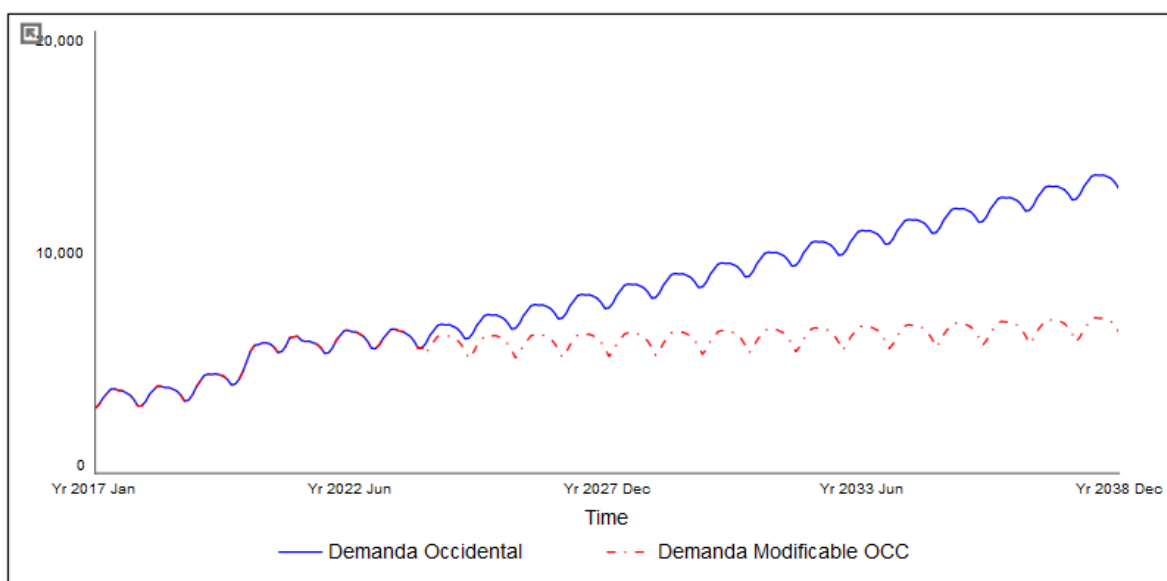


Figura 4.144 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.01% anual). Fuente: Elaboración propia.

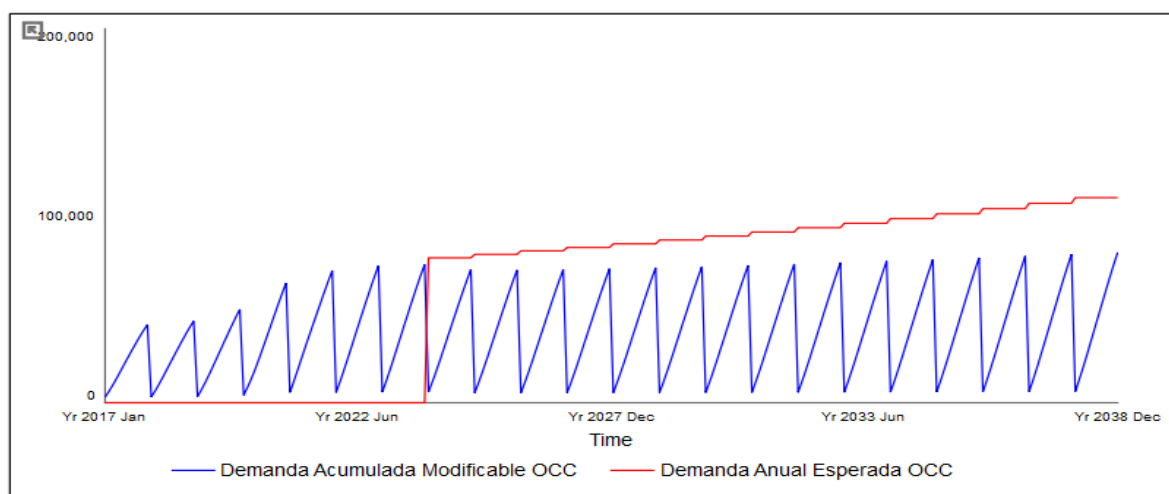


Figura 4.145 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.01% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.144, una tasa de crecimiento poblacional moderada al 0.01% resulta en una reducción clara de la demanda eléctrica regional en comparación con la tendencia histórica. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.145, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa considerablemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER, evidenciando una divergencia significativa entre ambos escenarios. Estos resultados confirman que la expansión demográfica es una variable con un impacto determinante en la demanda energética de la región Occidental; no obstante, bajo estas condiciones de crecimiento atenuado, la suficiencia del suministro no presenta riesgos, reafirmando la alta sensibilidad del sistema ante las dinámicas de poblamiento.

4.2.7.3 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento económico

Durante el periodo 2017-2023, la región Occidental mostró una tendencia ascendente en su desarrollo económico, registrando una tasa de crecimiento promedio del 4.15%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el Producto

Interno Bruto (PIB) regional y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica; dicha correlación es un factor determinante para la planificación de la infraestructura y el fortalecimiento de la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento económico acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un escenario de expansión económica acelerada. En la Figura 4.146, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho crecimiento. Por su parte, la Figura 4.147 exhibe el efecto acumulado de esta alza económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

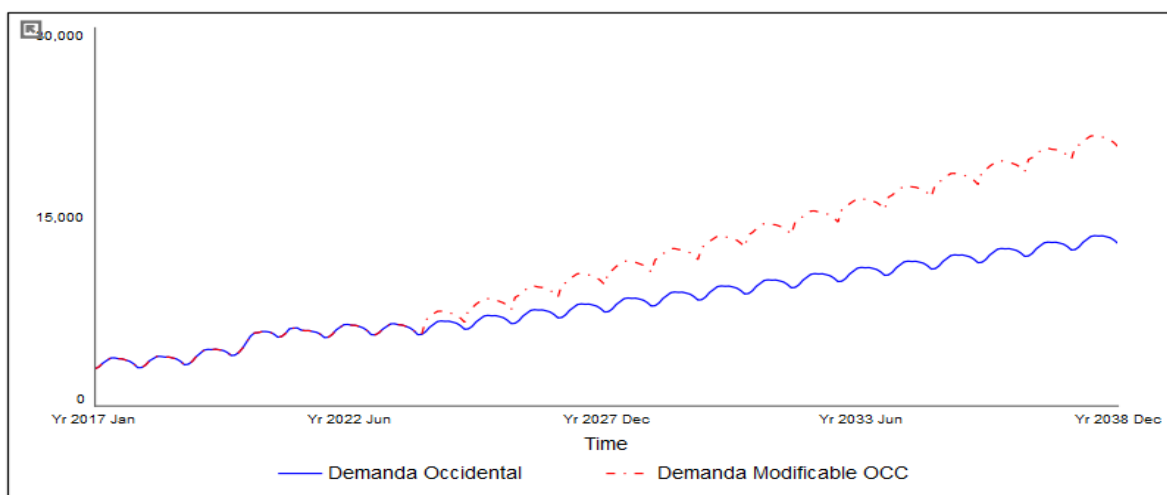


Figura 4.146 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

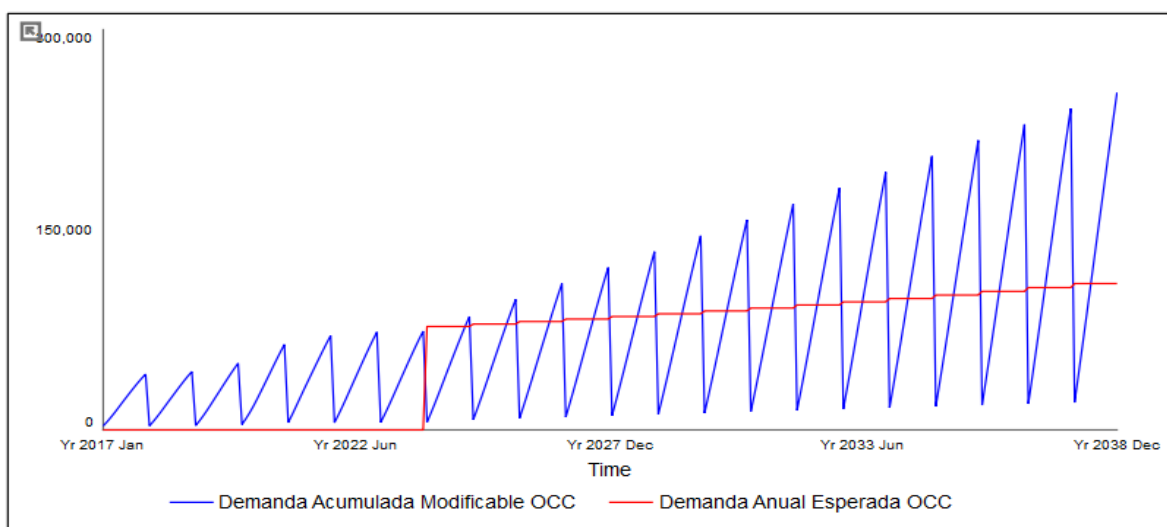


Figura 4.147 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario de incremento económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.146, un escenario de crecimiento económico acelerado con una tasa del 10% anual genera apenas un incremento marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.147, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa claramente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Occidental se verían comprometidos ante expansiones económicas agresivas.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración económica regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una contracción anual del -10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un contexto de recesión económica. En la Figura 4.148, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.149 exhibe el efecto acumulado de esta contracción económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

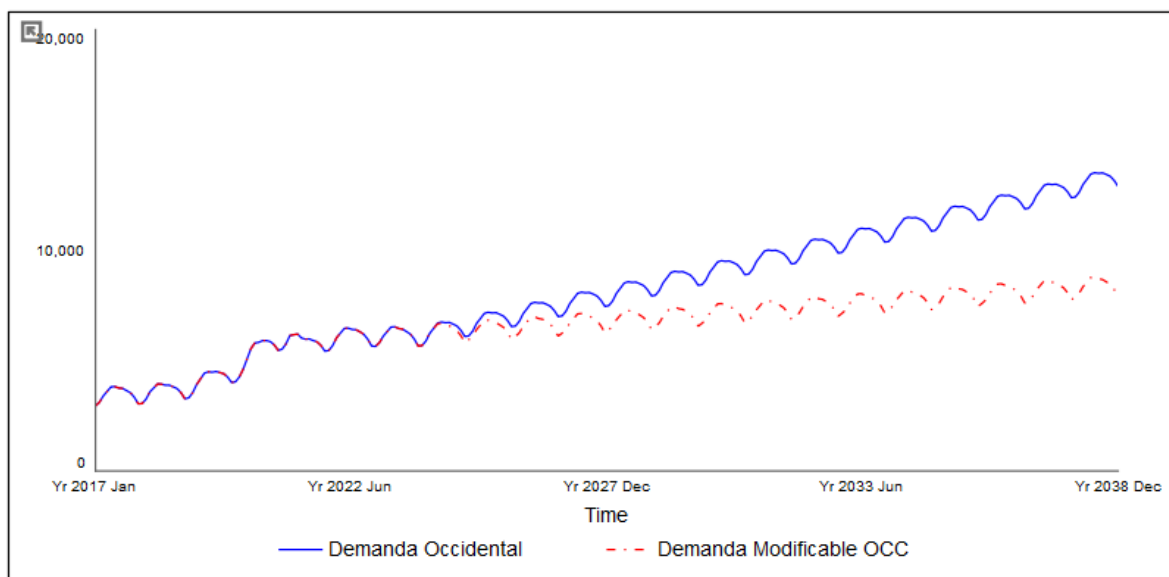


Figura 4.148 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

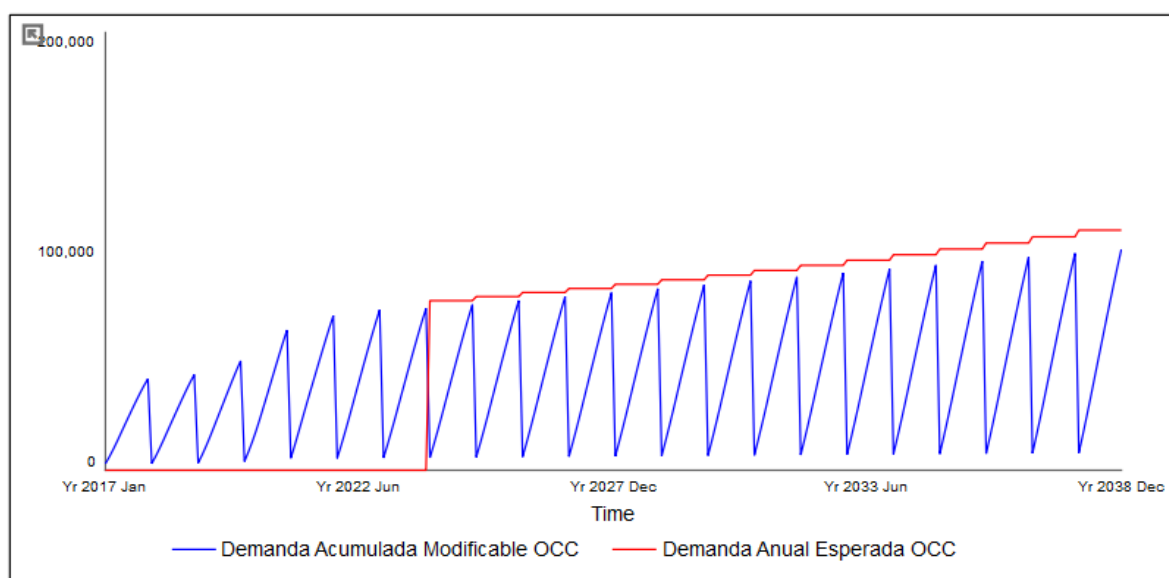


Figura 4.149 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.148, un escenario de recesión económica con una tasa de contracción del 10% anual genera apenas una disminución marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.149, donde la trayectoria proyectada por el modelo muestra valores por debajo de las previsiones oficiales de la

SENER, situándose por debajo de las mismas. Este hallazgo es altamente significativo, ya que reafirma que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Occidental presentan una notable sensibilidad ante las fluctuaciones del PIB.

4.2.7.4 Análisis de sensibilidad para la variable del precio de la energía eléctrica

Durante el periodo 2017-2023 el precio de la energía mostró una tendencia ascendente, registrando una tasa de crecimiento promedio del 3.72%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el precio del kilo watt hora en la región.

a) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al alza del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de presión tarifaria superior al promedio histórico. En la Figura 4.150, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho ajuste en los costos. Por su parte, la Figura 4.151 exhibe el efecto acumulado de este incremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja). Este análisis permite evaluar si el precio actúa como un mecanismo de señalización suficiente para desincentivar el consumo o si la demanda permanece inelástica ante las variaciones en el costo del servicio para esta región.

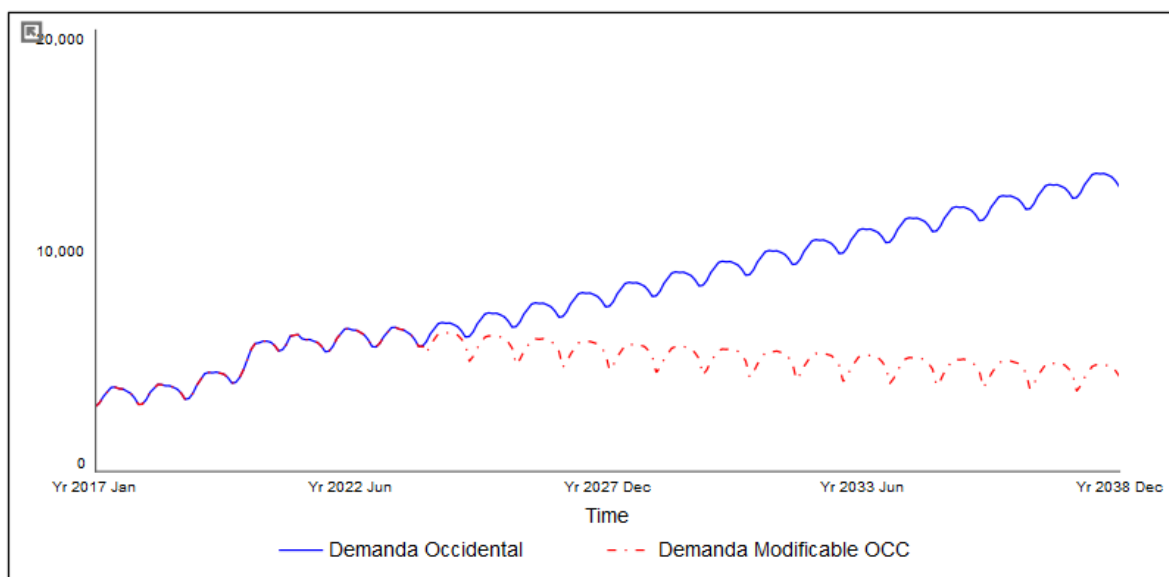


Figura 4.150 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

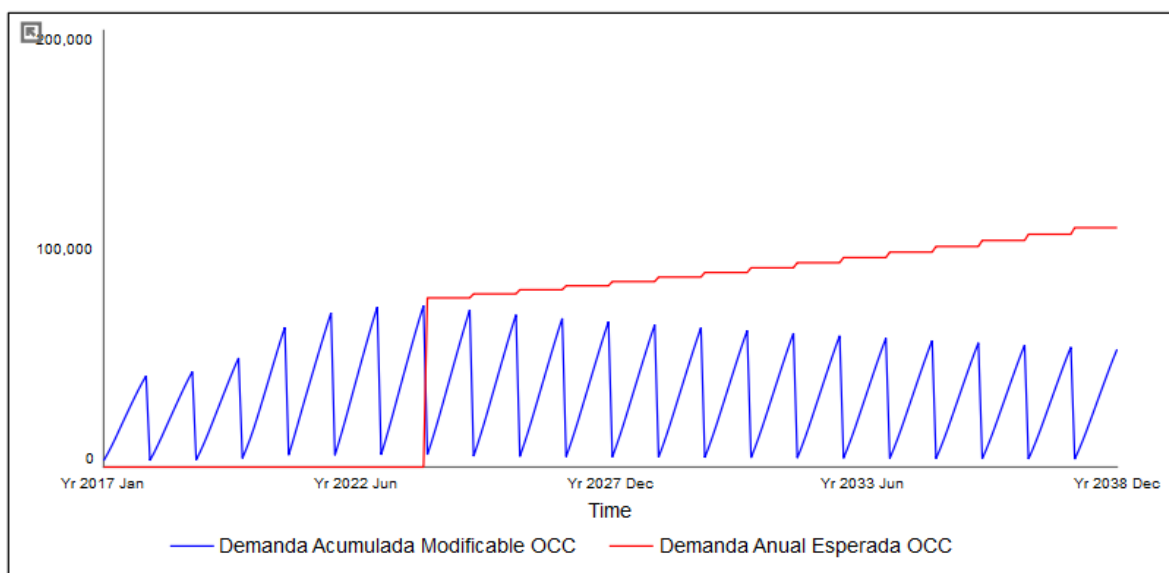


Figura 4.151 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.150, un escenario de crecimiento tarifario con una tasa del 10% anual genera una reducción agresiva en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.151, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Este

hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Occidental actúa como un mecanismo de señalización efectivo para desincentivar el consumo. Lo anterior evidencia una elasticidad-precio de la demanda que podría ser aprovechada para implementar políticas de eficiencia energética y gestión de la carga en la zona.

b) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al baja del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un decremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de atenuación tarifaria respecto al promedio histórico. En la Figura 4.152, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicha reducción en los costos. Por su parte, la Figura 4.153 exhibe el efecto acumulado de este decremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

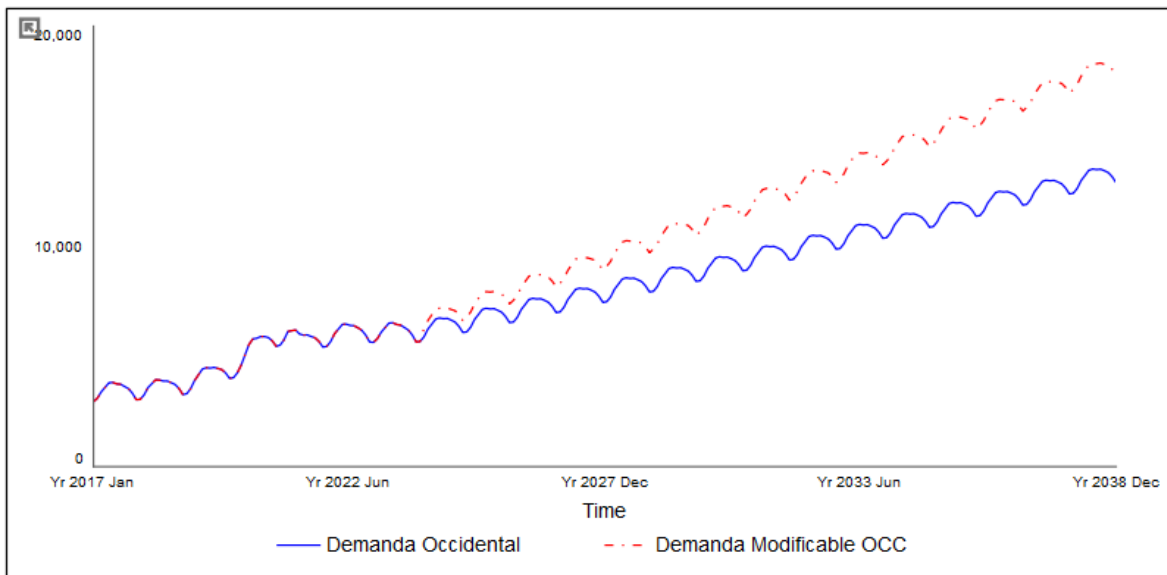


Figura 4.152 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

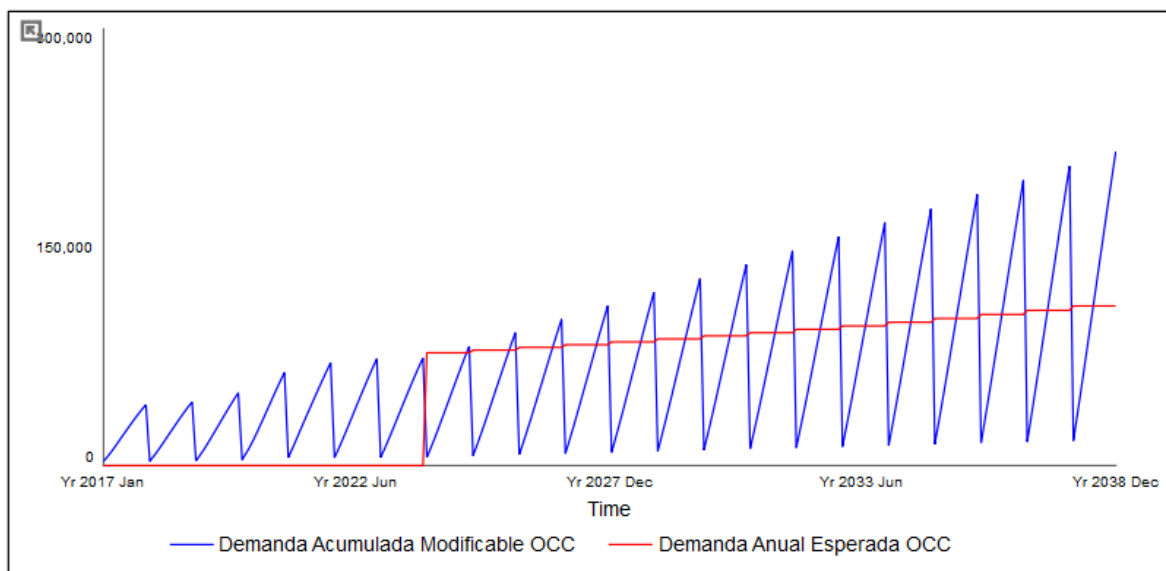


Figura 4.153 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.152, un escenario de reducción tarifaria con una tasa del 10% anual genera un alza en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.153, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que confirma que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Occidental actúa como un mecanismo de señalización determinante; en este contexto, una disminución en el costo del servicio funciona como un estímulo que expande la demanda, lo que podría derivar en una mayor presión sobre la capacidad instalada del sistema si no se acompaña de políticas de uso eficiente.

4.2.8 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Oriental (ORI)

Los resultados de la simulación para la demanda eléctrica mensual se presentan en la Figura 4.154 donde la línea sólida azul representa el comportamiento histórico en la región Oriental y la línea punteada roja ilustra las proyecciones generadas por el modelo de pronóstico. Complementariamente, la Figura 4.155 exhibe la demanda anual; en esta, la línea sólida azul

corresponde a las proyecciones del modelo dinámico, mientras que la línea sólida roja representa el escenario esperado por la SENER para esta región.

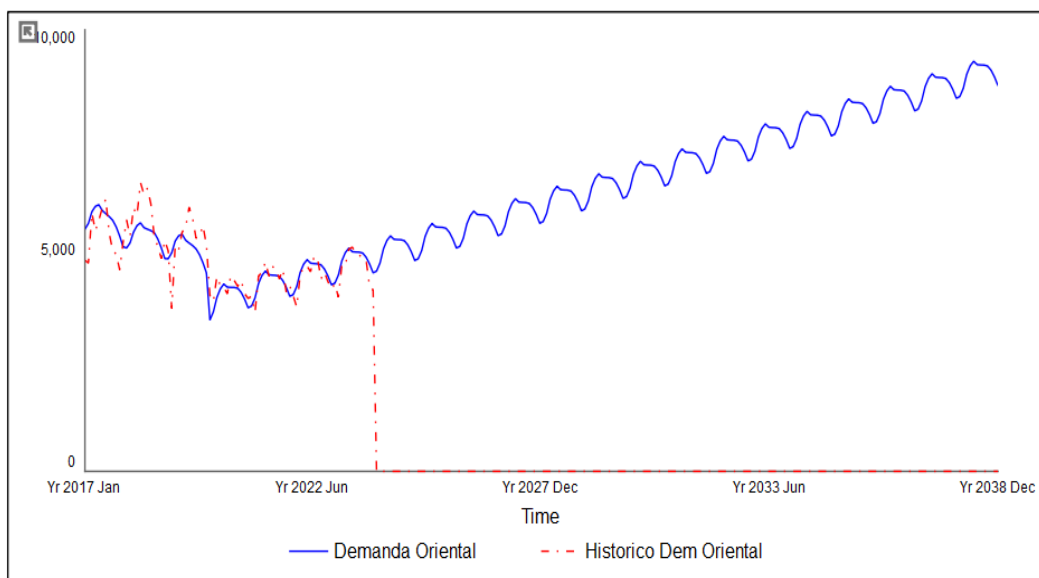


Figura 4.154 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Oriental basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.

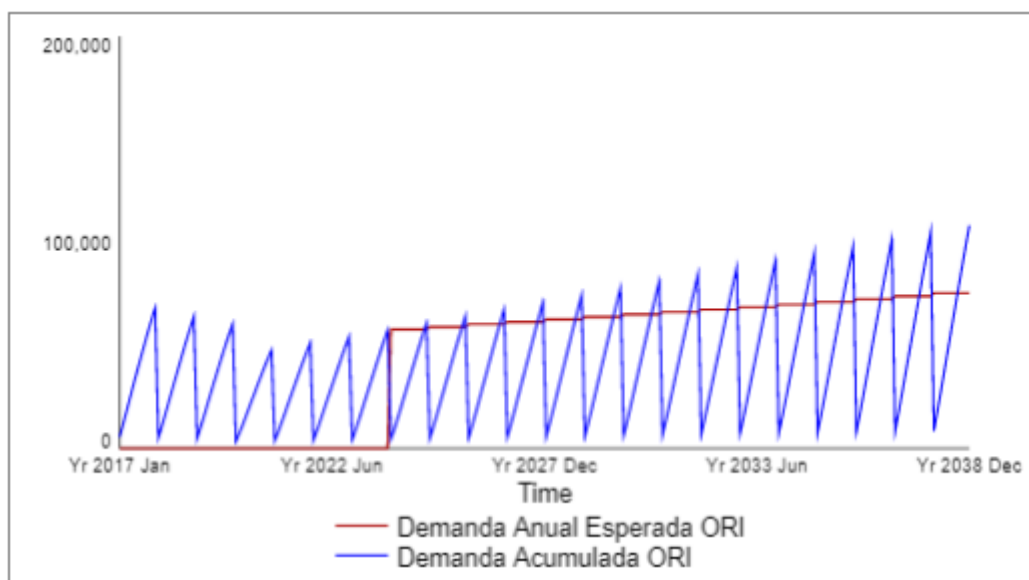


Figura 4.155 Demanda anual de energía eléctrica en la región Oriental: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.

Como se aprecia en la Figura 4.154 la demanda eléctrica regional exhibe un crecimiento elevado con variaciones estacionales a lo largo del periodo mensual. Al contrastar estos resultados con la Figura 4.155, se observa que la proyección basada en tendencias históricas se sitúa por encima de las expectativas emitidas por la SENER. Esta discrepancia sugiere que, bajo el escenario tendencial actual, existe riesgos respecto a la planeación oficial, lo que podría interpretarse como una condición de insuficiencia en el suministro para los próximos quince años, siempre que las variables críticas mantengan su comportamiento histórico.

4.2.8.1 Análisis de sensibilidad para la variable temperatura

Durante el periodo comprendido entre 2017 y 2023, la región Oriental experimentó una tendencia decreciente en sus registros térmicos, con una variación promedio del 0.52% lo que se traduce en descensos en la temperatura de aproximadamente 0.12 °C cada año. Con base en este comportamiento histórico, se procedió al diseño de escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores a dicho umbral. Esta aproximación permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios climáticos atípicos y su impacto directo en la demanda eléctrica regional

a) Escenario de sensibilidad: Incremento térmico

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento térmico anual de 0.8 °C. En la Figura 4.156, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.157 exhibe el efecto acumulado de esta alza térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

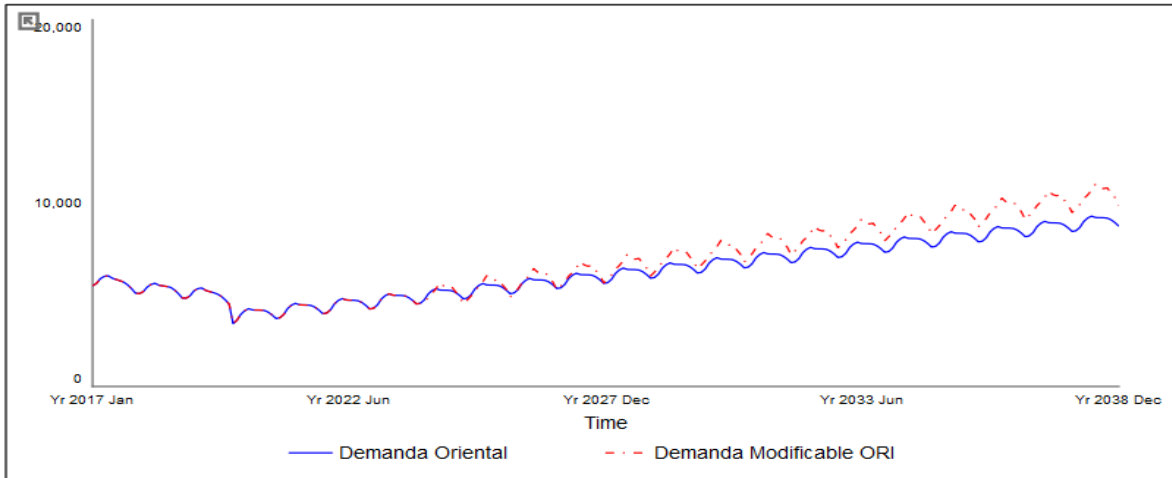


Figura 4.156 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.8 °C. Fuente: Elaboración propia.

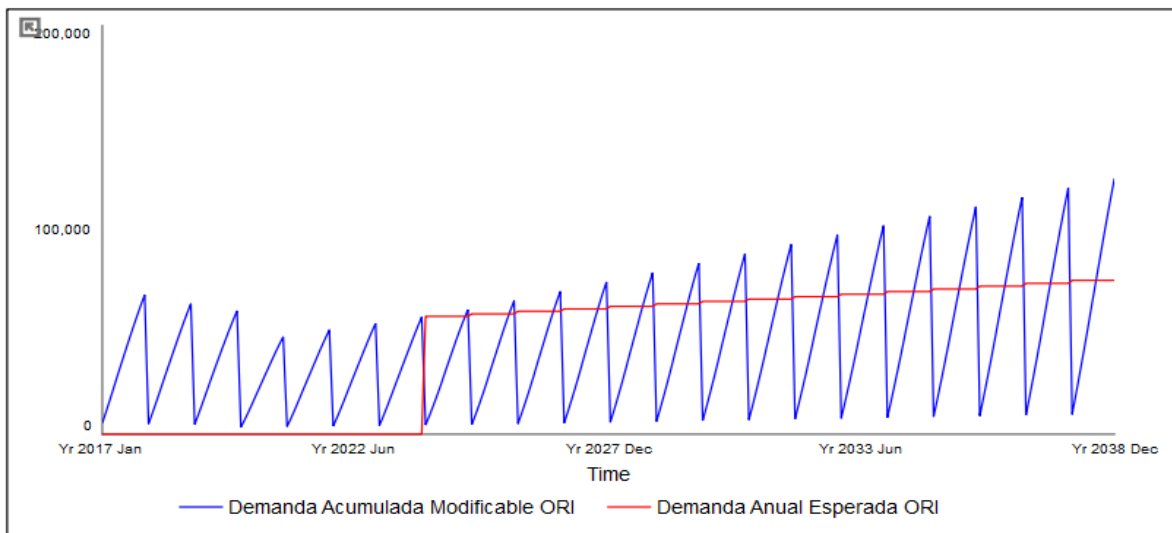


Figura 4.157 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario de incremento térmico anual de 0.8 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.156 un incremento térmico anual de 0.8 °C, provoca un aumento leve en la demanda eléctrica, intensificando los picos estacionales. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.157, donde la demanda proyectada por el modelo supera a las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es crítico, ya que indica que fluctuaciones térmicas similares o superiores comprometerían aún más el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Oriental. En consecuencia, se evidencia la sensibilidad del sistema ante el forzamiento climático.

b) Escenario de sensibilidad: Atenuación térmica

Para el escenario de sensibilidad opuesto, se propone una atenuación térmica anual de 1°C. En la Figura 4.158, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.159 exhibe el efecto acumulado de esta baja térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

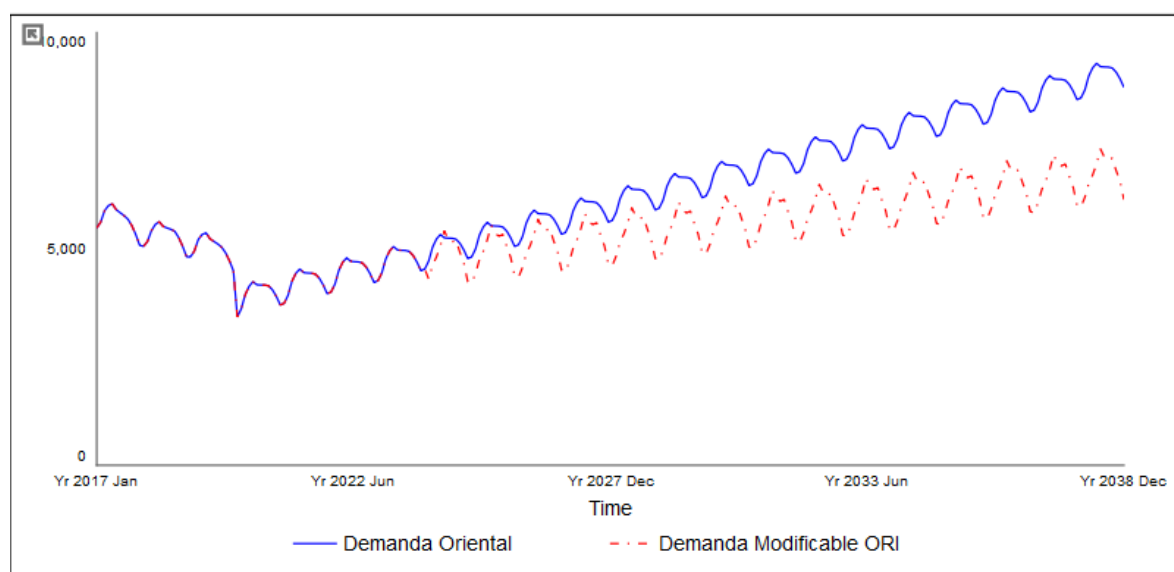


Figura 4.158 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 1 °C. Fuente: Elaboración propia.

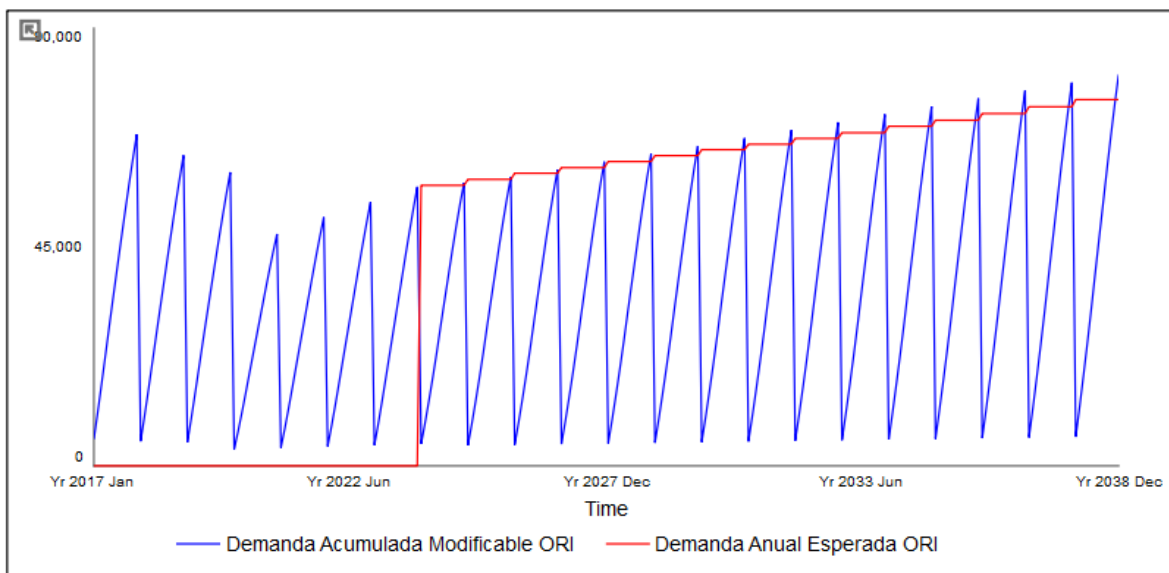


Figura 4.159 Demanda agregada anual en la región Oriental escenario de decremento térmico anual de 1 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.159, un decremento térmico anual de 1 °C provoca una reducción significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.159 donde la trayectoria proyectada por el modelo ahora converge a las previsiones oficiales de la SENER. Estos resultados indican que, ante escenarios de atenuación térmica, el sistema eléctrico de la región Oriental presenta poca sensibilidad ante la demanda eléctrica en la región.

4.2.8.2 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento poblacional

Durante el periodo 2017-2023, la región Oriental mostró una tendencia ascendente en su dinámica demográfica, registrando una tasa de crecimiento promedio del 1.01%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios en la demografía y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica regional, factor determinante para la planificación de la infraestructura y la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento poblacional acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento poblacional anual de 10%. En la Figura 4.160, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.161 exhibe el efecto acumulado de esta alza poblacional en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

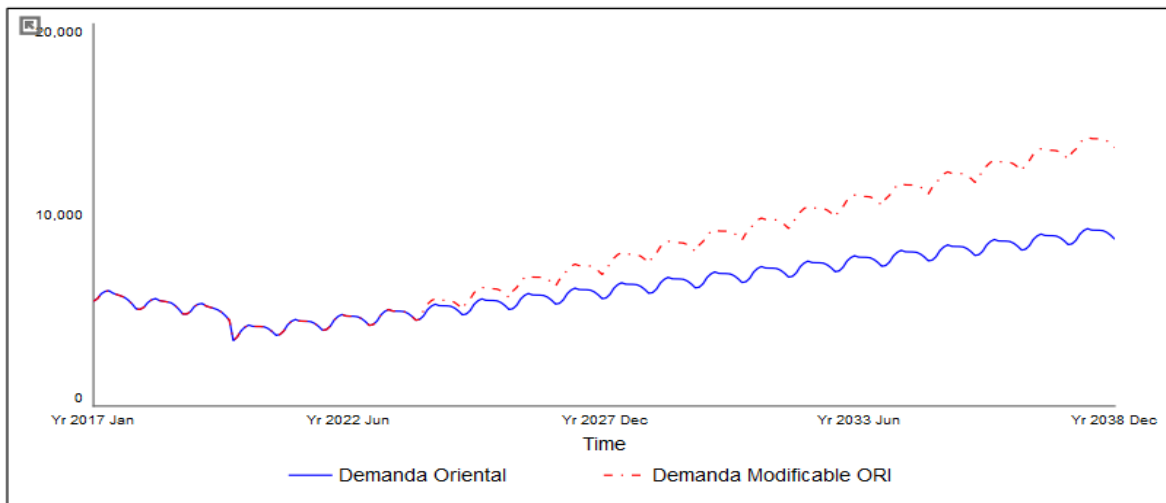


Figura 4.160 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

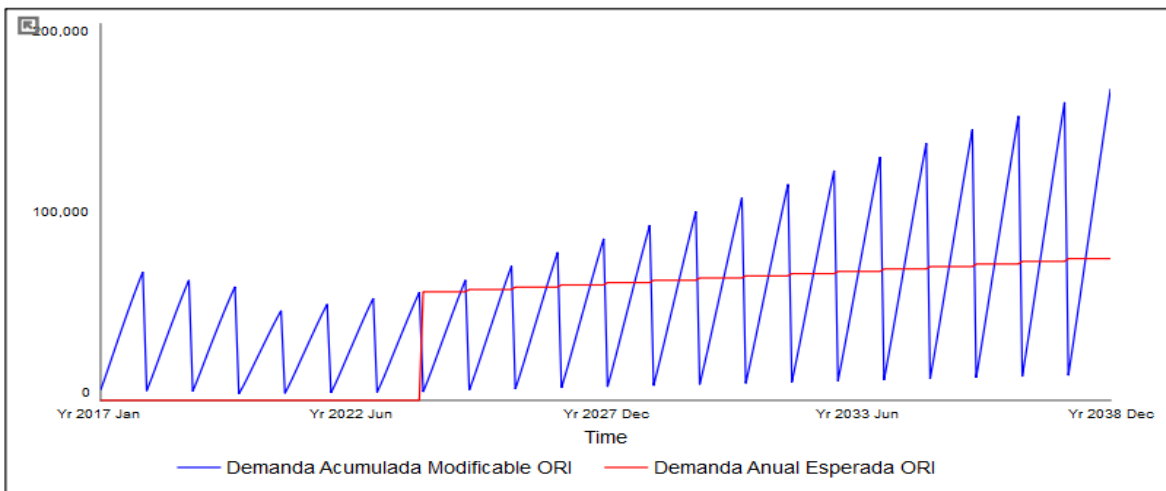


Figura 4.161 Demanda agregada anual en la región Oriental escenario de incremento poblacional anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en Figura 4.160, un incremento en la tasa de crecimiento poblacional al 10% provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica regional. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.161, donde la trayectoria proyectada por el modelo no solo supera las previsiones oficiales de la SENER, sino que la brecha entre ambos escenarios se acentúa progresivamente con el paso de los años. Este hallazgo es significativo, ya que indica que tasas de expansión demográfica similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Oriental, evidenciando que el sistema es altamente sensible a las dinámicas de poblamiento.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración poblacional regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una tasa de crecimiento poblacional más moderada del 0.2% anual, representando una desaceleración respecto a la tendencia histórica. En la Figura 4.162, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante este ritmo de expansión demográfica atenuado. Por su parte, la Figura 4.163 exhibe el efecto acumulado en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

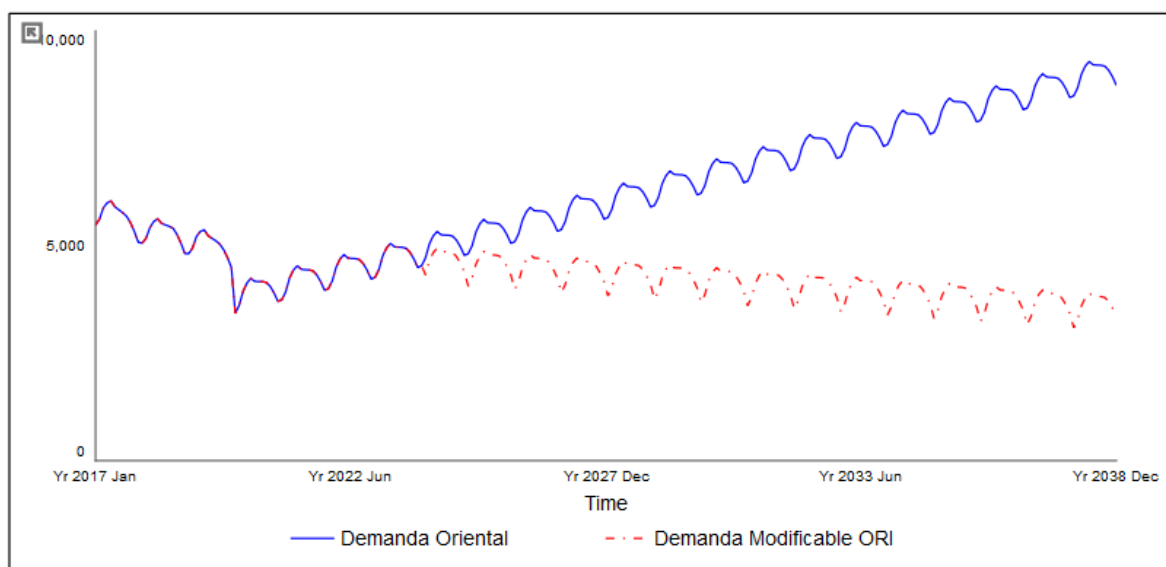


Figura 4.162 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual). Fuente: Elaboración propia.

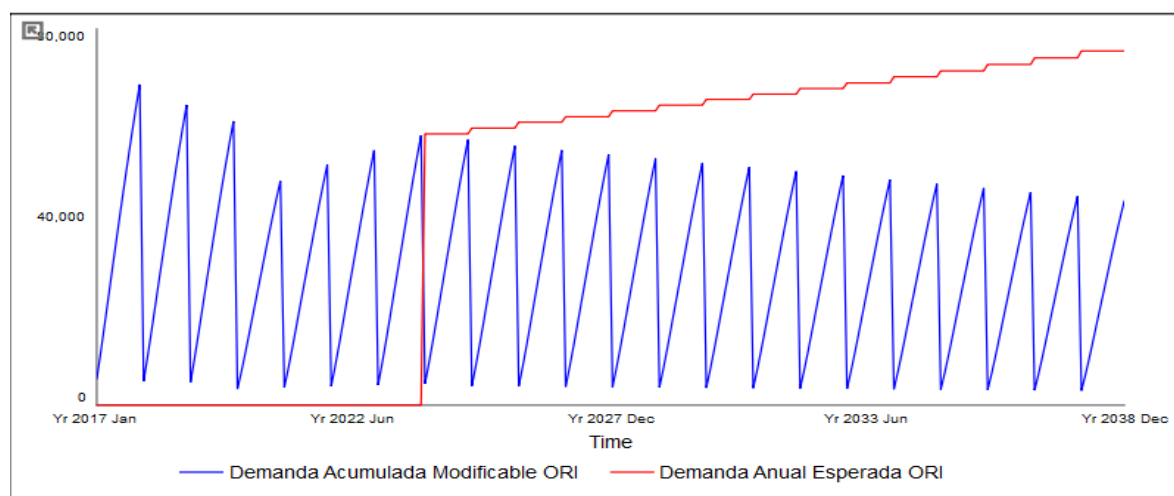


Figura 4.163 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.162, una tasa de crecimiento poblacional moderada al 0.2% resulta en una reducción clara de la demanda eléctrica regional en comparación con la tendencia histórica. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.163, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa considerablemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER, evidenciando una divergencia significativa entre ambos escenarios. Estos resultados confirman que la expansión demográfica es una variable con un impacto determinante en la demanda energética de la región Oriental; no obstante, bajo estas condiciones de crecimiento atenuado, la suficiencia del suministro no presenta riesgos, reafirmando la alta sensibilidad del sistema ante las dinámicas de poblamiento.

4.2.8.3 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento económico

Durante el periodo 2017-2023, la región Oriental mostró una tendencia ascendente en su desarrollo económico, registrando una tasa de crecimiento promedio del 6.51%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el Producto

Interno Bruto (PIB) regional y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica; dicha correlación es un factor determinante para la planificación de la infraestructura y el fortalecimiento de la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento económico acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 15% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un escenario de expansión económica acelerada. En la Figura 4.164, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho crecimiento. Por su parte, la Figura 4.165 exhibe el efecto acumulado de esta alza económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

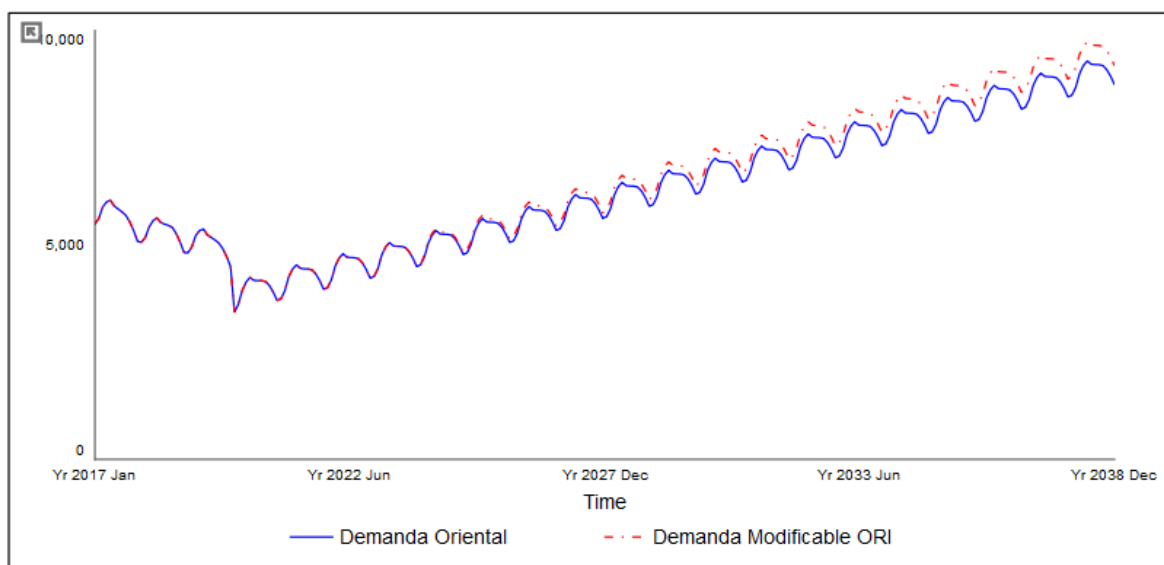


Figura 4.164 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 15%. Fuente: Elaboración propia.

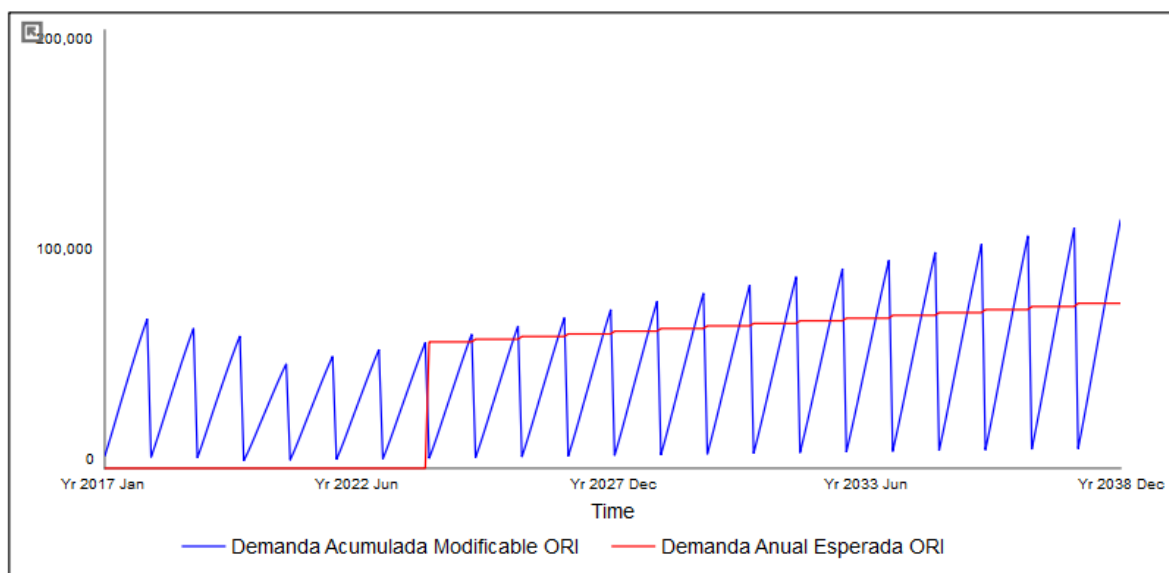


Figura 4.165 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario de incremento económico anual del 15% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.164, un escenario de crecimiento económico acelerado con una tasa del 15% anual genera apenas un incremento marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.165, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa aun por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Oriental se verían aún más comprometidos ante expansiones económicas agresivas.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración económica regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una contracción anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un contexto de recesión económica. En la Figura 4.166, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.167 exhibe el efecto acumulado de esta contracción económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

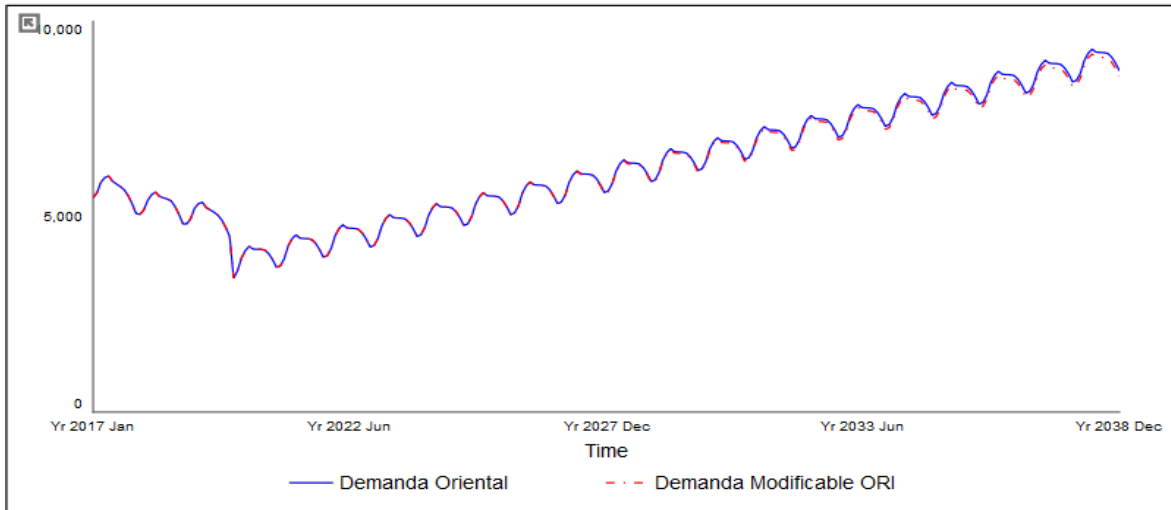


Figura 4.166 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

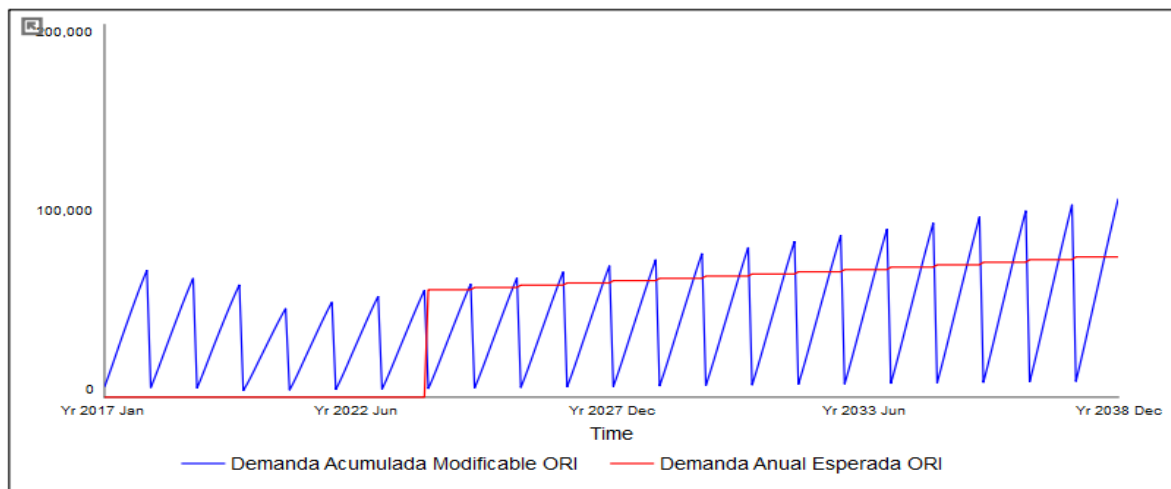


Figura 4.167 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario una contracción económico anual del -10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.166, un escenario de recesión económica con una tasa de contracción del 10% anual genera apenas una disminución marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.167, donde la trayectoria proyectada por el modelo muestra aun por encima de las previsiones oficiales de la SENER, situándose por debajo de las mismas. Este hallazgo es altamente significativo, ya que reafirma que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en región Oriental presentan una notable rigidez ante las fluctuaciones del PIB.

4.2.8.4 Análisis de sensibilidad para la variable del precio de la energía eléctrica

Durante el periodo 2017-2023 el precio de la energía mostró una tendencia ascendente, registrando una tasa de crecimiento promedio del 3.72%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el precio del kilo watt hora en la región.

a) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al alza del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 7% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de presión tarifaria superior al promedio histórico. En la Figura 4.168, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho ajuste en los costos. Por su parte, la Figura 4.169 exhibe el efecto acumulado de este incremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja). Este análisis permite evaluar si el precio actúa como un mecanismo de señalización suficiente para desincentivar el consumo o si la demanda permanece inelástica ante las variaciones en el costo del servicio para esta región.

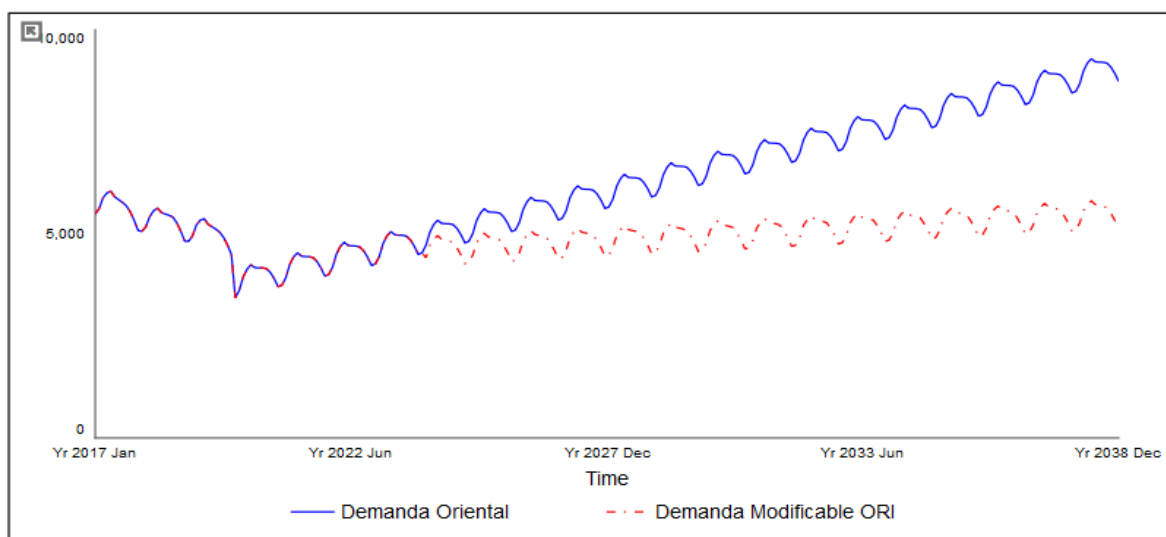


Figura 4.168 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 7%. Fuente: Elaboración propia.

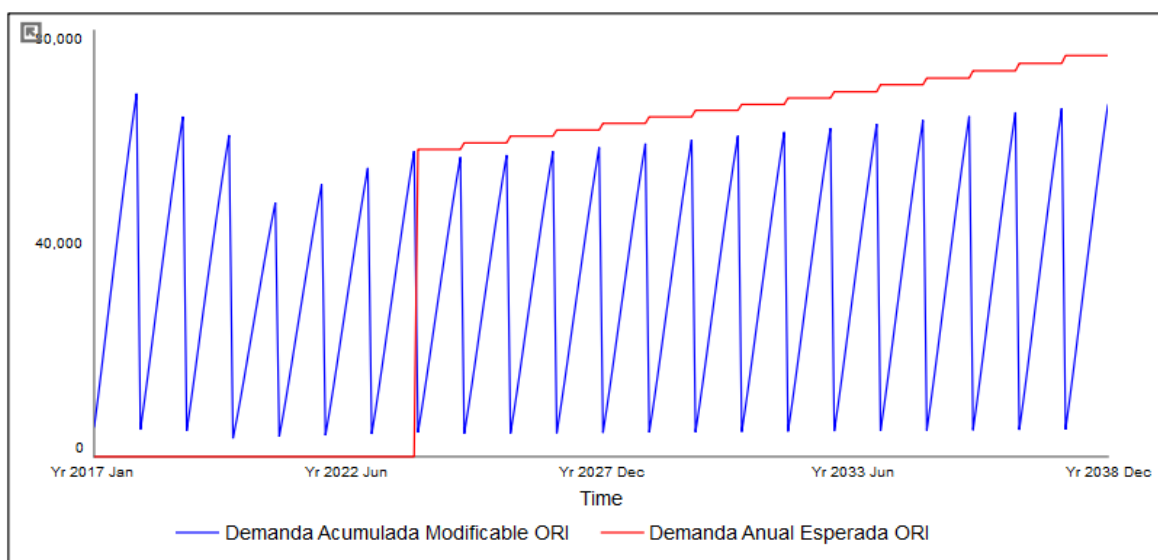


Figura 4.169 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 7% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.168, un escenario de crecimiento tarifario con una tasa del 10% anual genera una reducción perceptible en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.169, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Oriental actúa como un mecanismo de señalización efectivo para desincentivar el consumo. Lo anterior evidencia una elasticidad-precio de la demanda que podría ser aprovechada para implementar políticas de eficiencia energética y gestión de la carga en la zona.

b) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al baja del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un decremento anual del 5% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de atenuación tarifaria respecto al promedio histórico. En la Figura 4.170, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicha reducción en los costos. Por su parte, la Figura 4.171 exhibe el efecto acumulado de este decremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

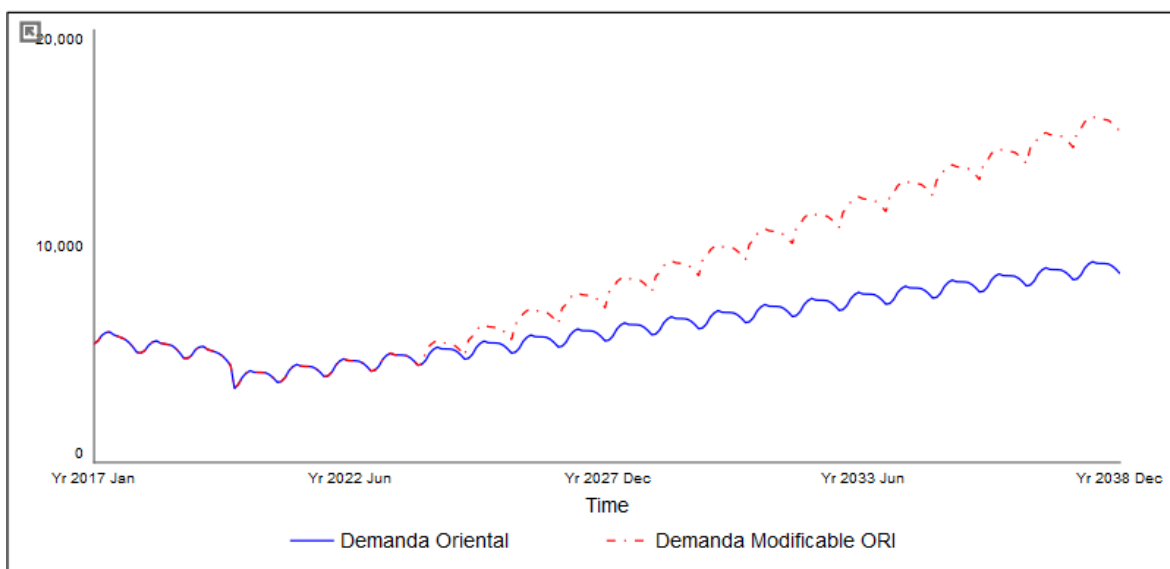


Figura 4.170 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5%. Fuente: Elaboración propia.

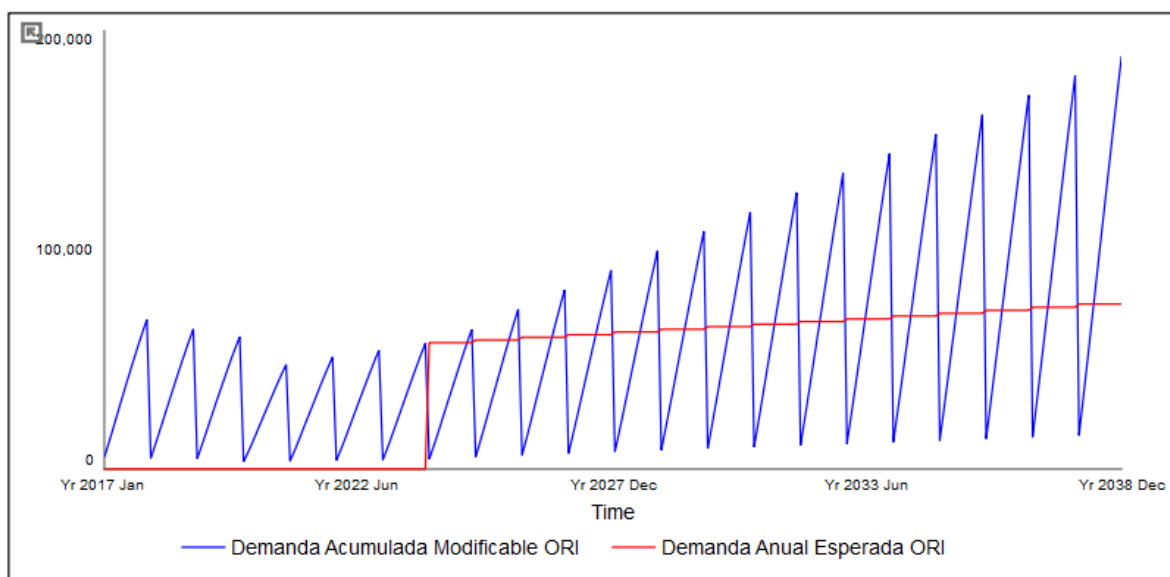


Figura 4.171 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.170, un escenario de reducción tarifaria con una tasa del 5% anual genera un alza significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.171, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa

consistentemente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que confirma que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Oriental actúa como un mecanismo de señalización determinante; en este contexto, una disminución en el costo del servicio funciona como un estímulo que expande la demanda, lo que podría derivar en una mayor presión sobre la capacidad instalada del sistema si no se acompaña de políticas de uso eficiente.

4.2.9 Resultados y análisis de sensibilidad para la región Peninsular (PEN)

Los resultados de la simulación para la demanda eléctrica mensual se presentan en la Figura 4.172 donde la línea sólida azul representa el comportamiento histórico en la región Peninsular y la línea punteada roja ilustra las proyecciones generadas por el modelo de pronóstico. Complementariamente, la Figura 4.173 exhibe la demanda anual; en esta, la línea sólida azul corresponde a las proyecciones del modelo dinámico, mientras que la línea sólida roja representa el escenario esperado por la SENER para esta región.

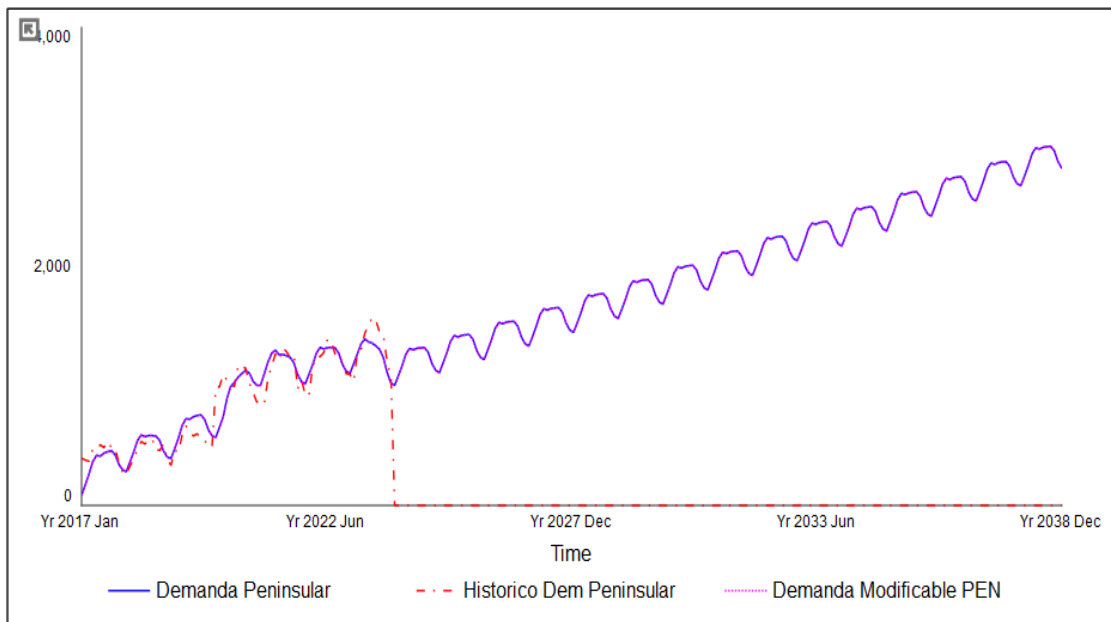


Figura 4.172 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Peninsular basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.

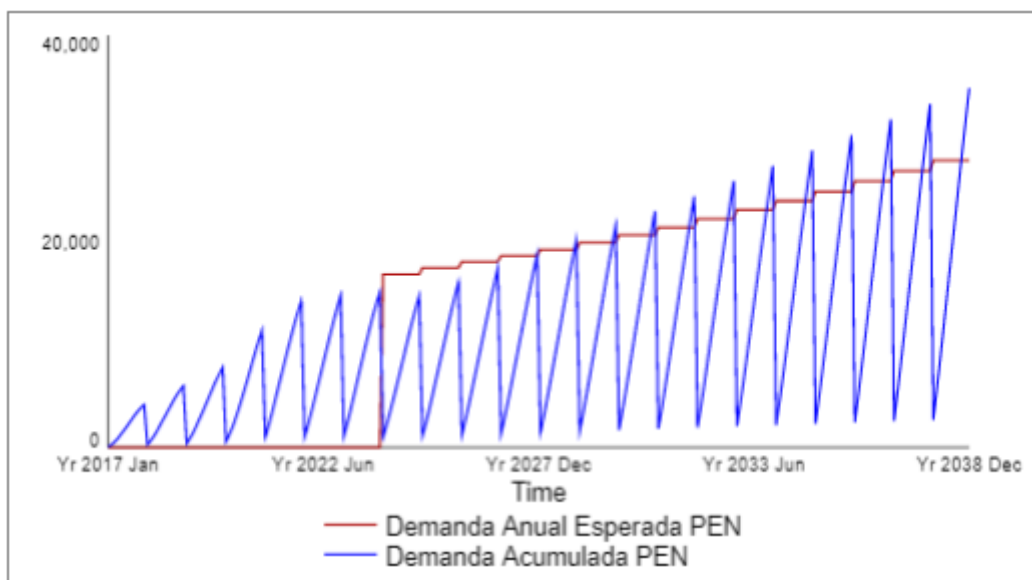


Figura 4.173 Demanda anual de energía eléctrica en la región Peninsular: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.

Como se aprecia en la Figura 4.172 la demanda eléctrica regional exhibe un crecimiento moderado con variaciones estacionales a lo largo del periodo mensual. Al contrastar estos resultados con la Figura 4.173, se observa que la proyección basada en tendencias históricas se sitúa por arriba de las expectativas emitidas por la SENER. Esta discrepancia sugiere que, bajo el escenario tendencial actual, existen riesgos en la planeación oficial, lo que podría interpretarse como una condición de insuficiencia en el suministro para los próximos quince años, siempre que las variables críticas mantengan su comportamiento histórico.

4.2.9.1 Análisis de sensibilidad para la variable temperatura

Durante el periodo comprendido entre 2017 y 2023, la región Peninsular experimentó una tendencia decreciente en sus registros térmicos, con una variación promedio del 0.37% lo que se traduce en descensos en la temperatura de aproximadamente 0.1 °C cada año. Con base en este comportamiento histórico, se procedió al diseño de escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores a dicho umbral. Esta aproximación permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios climáticos atípicos y su impacto directo en la demanda eléctrica regional

a) Escenario de sensibilidad: Incremento térmico

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento térmico anual de 0.5 °C. En la Figura 4.174, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.175 exhibe el efecto acumulado de esta alza térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

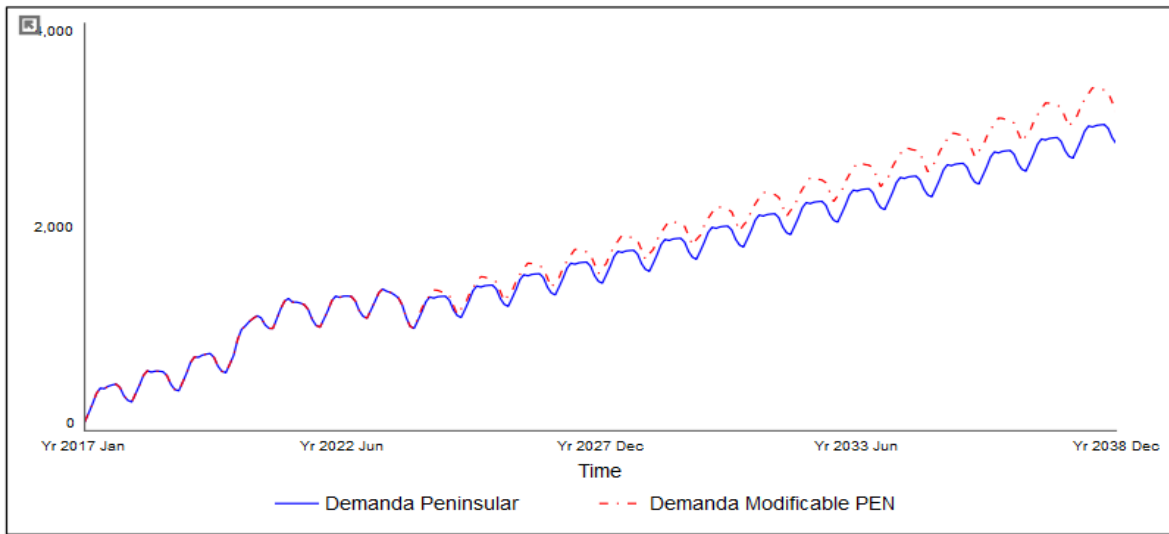


Figura 4.174 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.

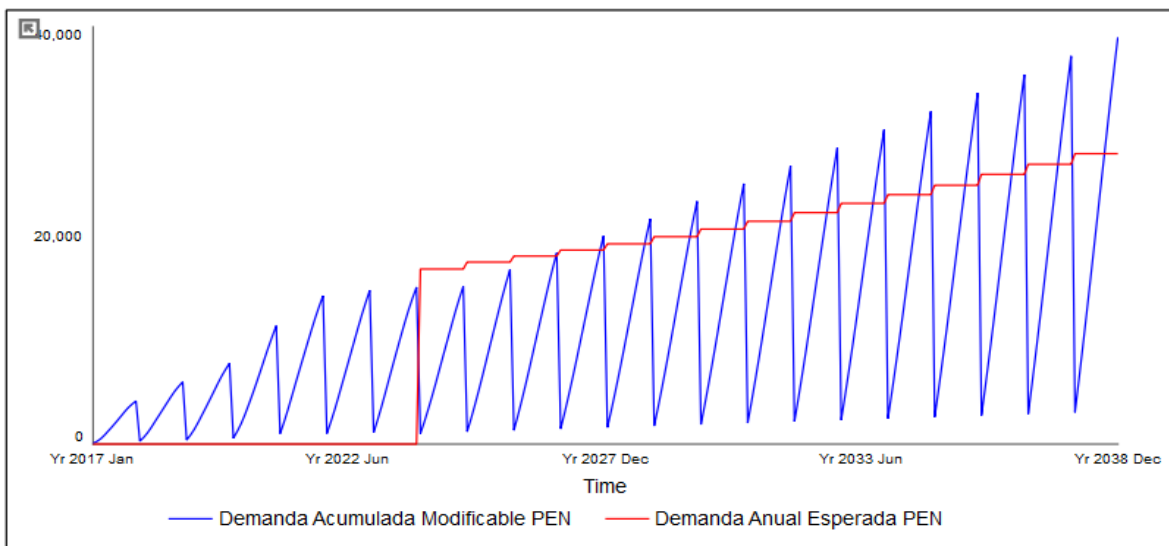


Figura 4.175 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.174 un incremento térmico anual de 0.5 °C, provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica, intensificando los picos estacionales. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.175, donde la demanda proyectada por el modelo aun supera a las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es crítico, ya que indica que fluctuaciones térmicas similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Peninsular. En consecuencia, se evidencia la sensibilidad del sistema ante el forzamiento climático.

b) Escenario de sensibilidad: Atenuación térmica

Para el escenario de sensibilidad opuesto, se propone una atenuación térmica anual de 0.5 °C. En la Figura 4.176, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.177 exhibe el efecto acumulado de esta baja térmica en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

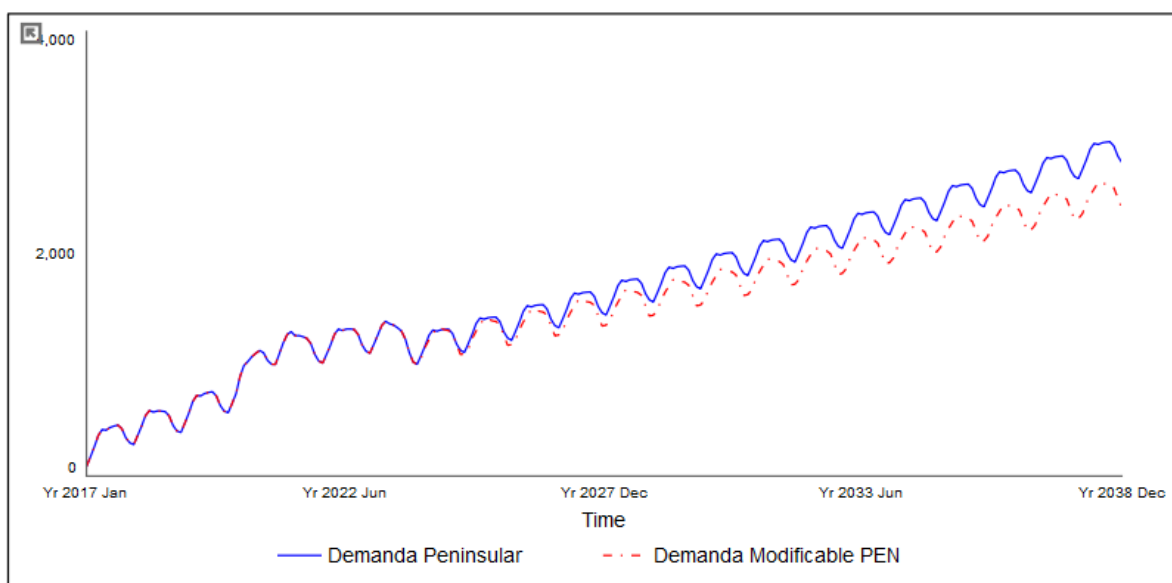


Figura 4.176 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 0.5°C. Fuente: Elaboración propia.

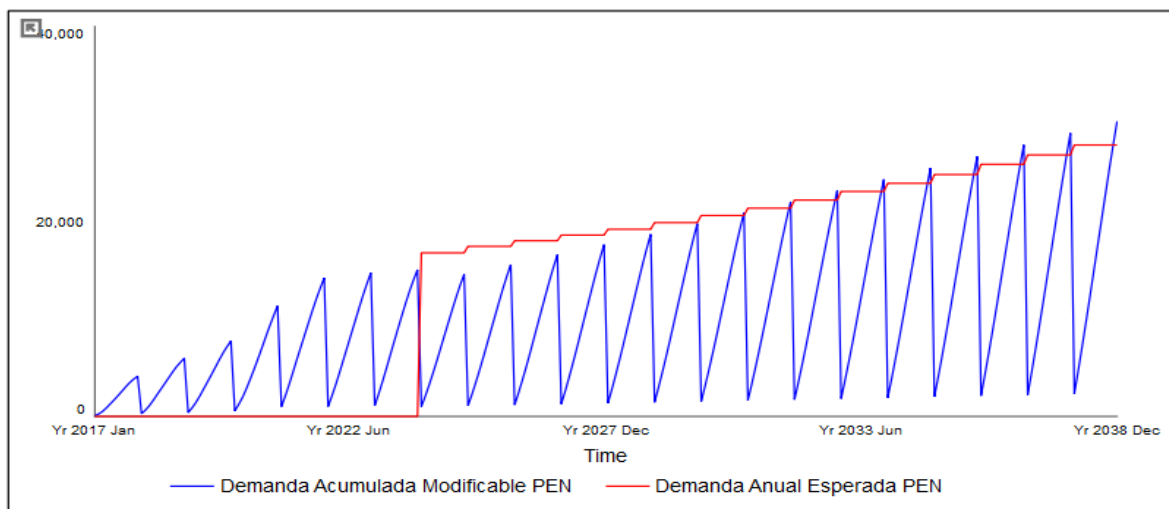


Figura 4.177 Demanda agregada anual en la región Peninsular escenario de decremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.176, un decremento térmico anual de 0.5 °C provoca una reducción significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.177 donde la trayectoria proyectada por el modelo converge con las previsiones oficiales de la SENER. Estos resultados indican que, ante escenarios de atenuación térmica, el sistema eléctrico de la región Peninsular presenta suficiencia, con pocos riesgos operativos para el suministro bajo condiciones climáticas similares a la propuesta en este escenario.

4.2.9.2 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento poblacional

Durante el periodo 2017-2023, la región Peninsular mostró una tendencia ascendente en su dinámica demográfica, registrando una tasa de crecimiento promedio del 0.91%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones superiores e inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante cambios en la demografía y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica regional, factor determinante para la planificación de la infraestructura y la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento poblacional acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento poblacional anual de 1.6%. En la Figura 4.178, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones

del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho incremento. Por su parte, la Figura 4.179Figura 4.31 exhibe el efecto acumulado de esta alza poblacional en la demanda anual (línea sólida azul), comparándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

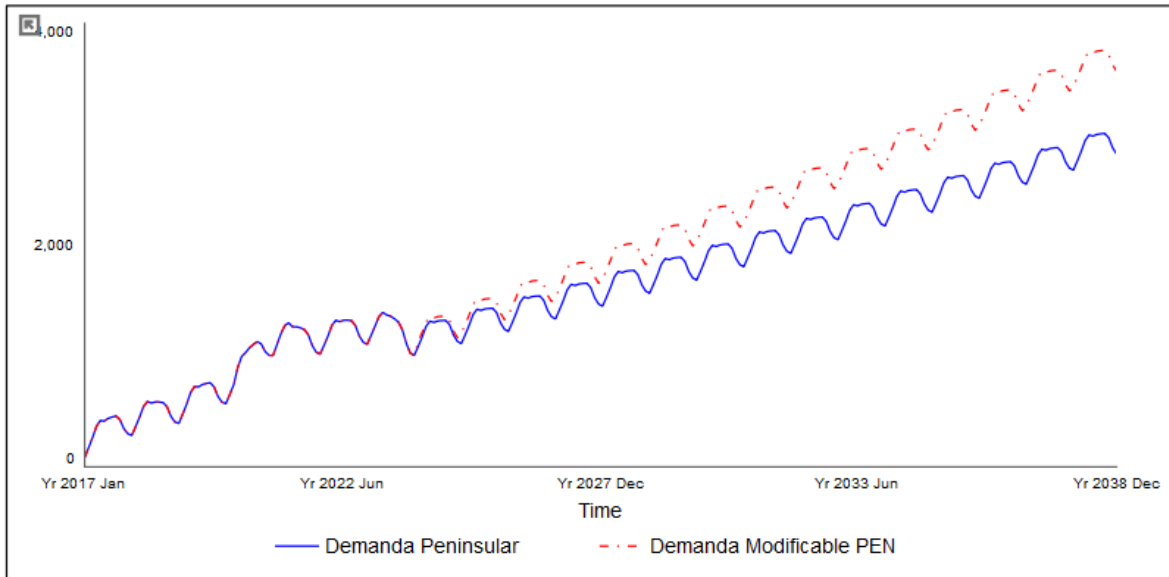


Figura 4.178 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1.6%. Fuente: Elaboración propia.

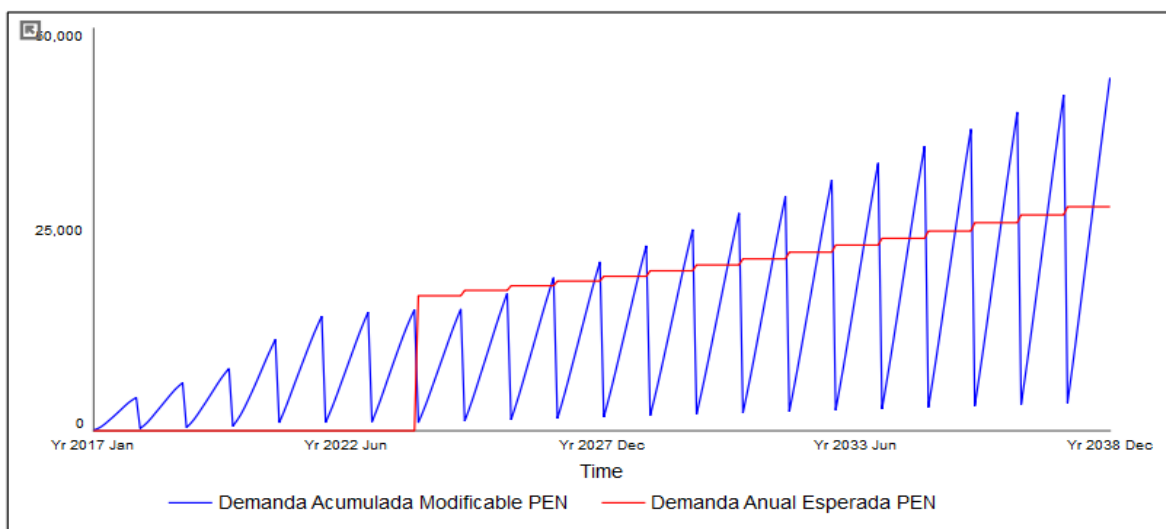


Figura 4.179 Demanda agregada anual en la región Peninsular escenario de incremento poblacional anual del 1.6% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en Figura 4.178, un incremento en la tasa de crecimiento poblacional al 1.6% provoca un aumento sustancial en la demanda eléctrica regional. Este fenómeno se corrobora en la Figura 4.179, donde la trayectoria proyectada por el modelo no solo supera las previsiones oficiales de la SENER, sino que la brecha entre ambos escenarios se acentúa progresivamente con el paso de los años. Este hallazgo es significativo, ya que indica que tasas de expansión demográfica similares o superiores comprometerían el margen de reserva y la estabilidad del suministro en la región Peninsular, evidenciando que el sistema es altamente sensible a las dinámicas de poblamiento.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración poblacional regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una tasa de crecimiento poblacional más moderada del 0.1% anual, representando una desaceleración respecto a la tendencia histórica. En la Figura 4.180, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante este ritmo de expansión demográfica atenuado. Por su parte, la Figura 4.181 exhibe el efecto acumulado en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

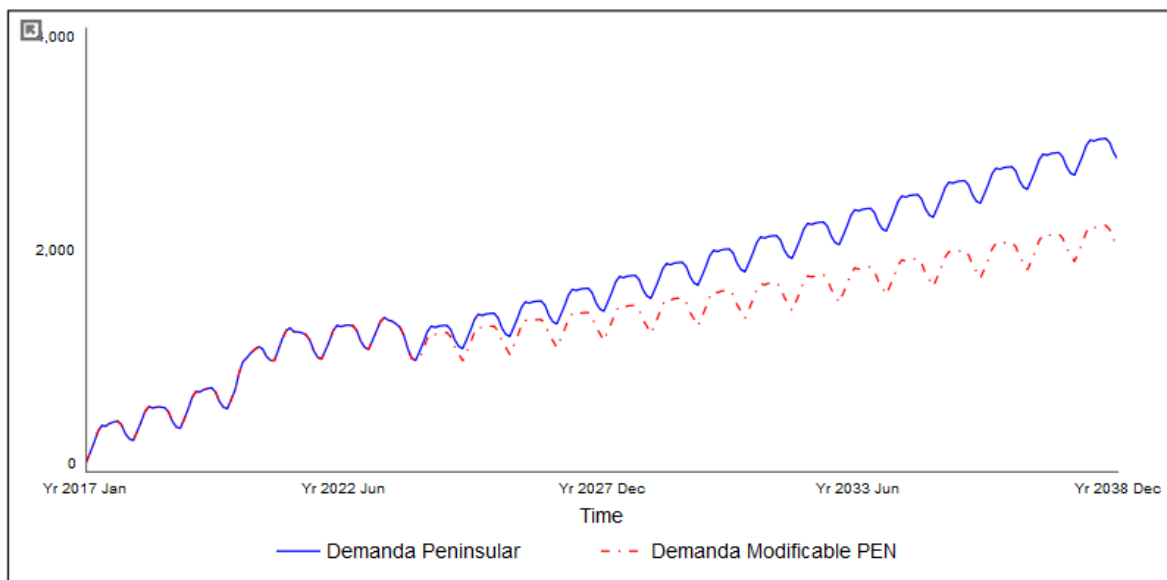


Figura 4.180 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.1% anual). Fuente: Elaboración propia.

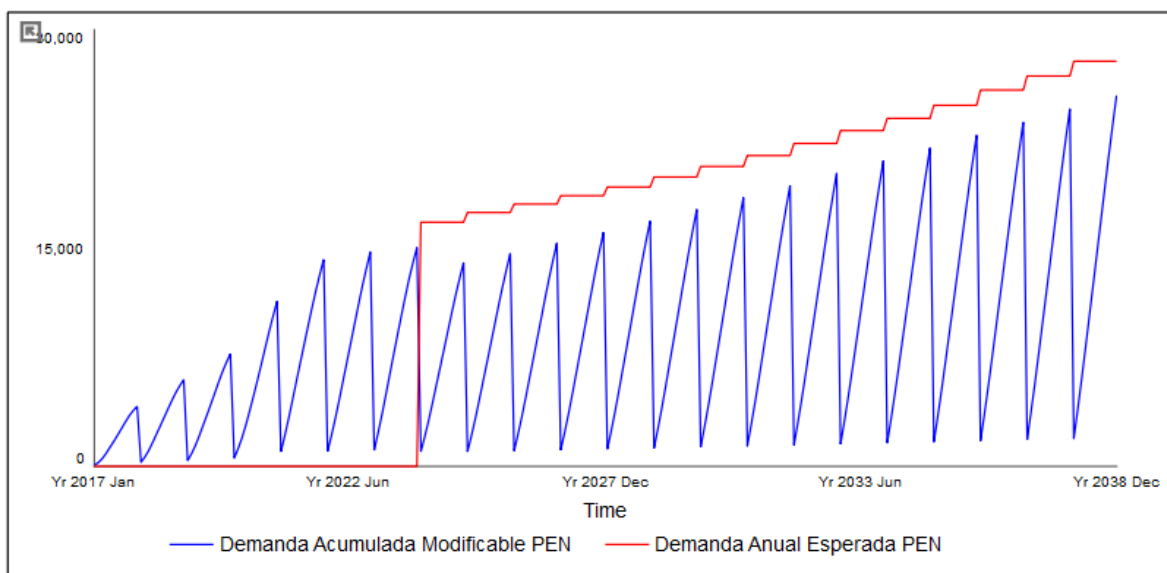


Figura 4.181 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.1% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.180, una tasa de crecimiento poblacional moderada al 0.1% resulta en una reducción clara de la demanda eléctrica regional en comparación con la tendencia histórica. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.181, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa considerablemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER, evidenciando una divergencia significativa entre ambos escenarios. Estos resultados confirman que la expansión demográfica es una variable con un impacto determinante en la demanda energética de la región Peninsular; no obstante, bajo estas condiciones de crecimiento atenuado, la suficiencia del suministro no presenta riesgos, reafirmando la alta sensibilidad del sistema ante las dinámicas de poblamiento.

4.2.9.3 Análisis de sensibilidad para la variable del crecimiento económico

Durante el periodo 2017-2023, la región Peninsular mostró una tendencia ascendente en su desarrollo económico, registrando una tasa de crecimiento promedio del 1.86%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación

metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el Producto Interno Bruto (PIB) regional y analizar su impacto directo en la demanda eléctrica; dicha correlación es un factor determinante para la planificación de la infraestructura y el fortalecimiento de la seguridad energética en la zona.

a) Escenario de sensibilidad: Crecimiento económico acelerado regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un escenario de expansión económica acelerada. En la Figura 4.182, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho crecimiento. Por su parte, Figura 4.183 exhibe el efecto acumulado de esta alza económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

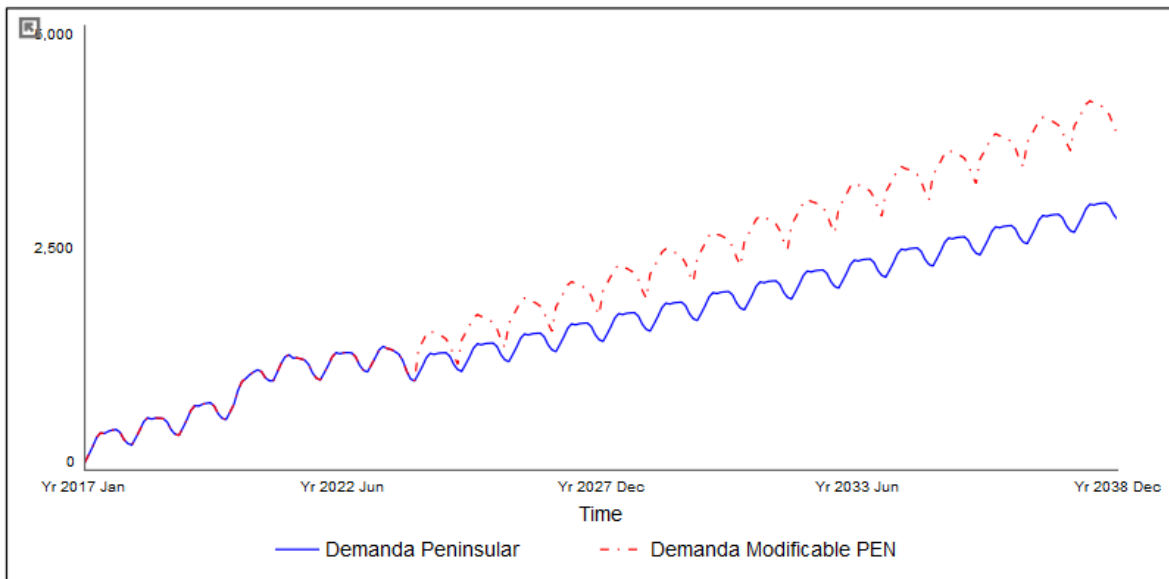


Figura 4.182 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

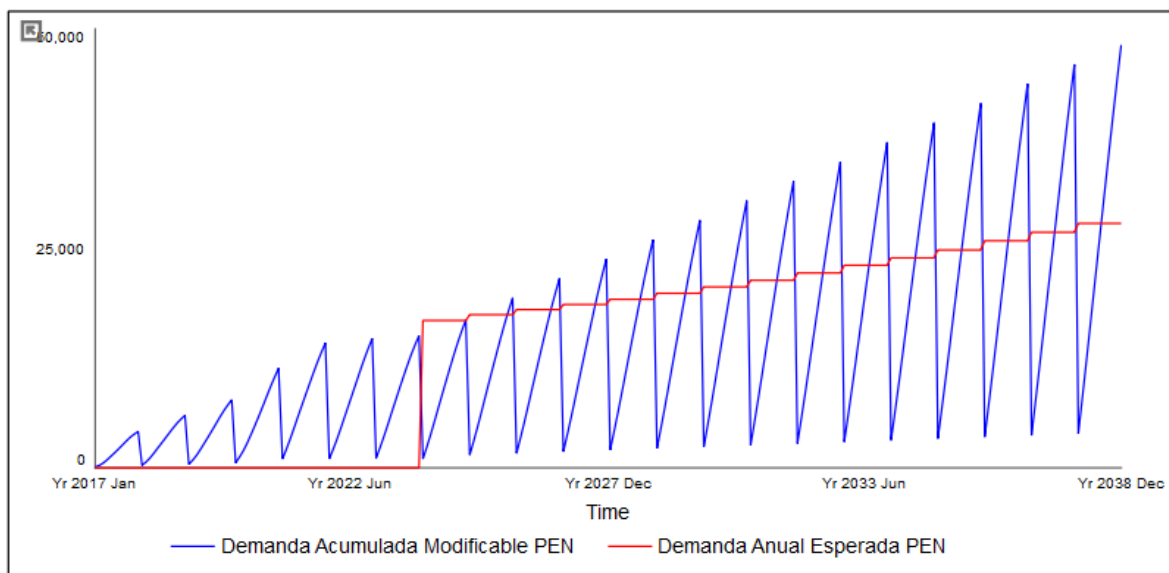


Figura 4.183 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario de incremento económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.182 un escenario de crecimiento económico acelerado con una tasa del 10% anual genera un incremento marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.183, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Peninsular se verían comprometidos ante expansiones económicas agresivas.

b) Escenario de sensibilidad: Desaceleración económica regional

Para este escenario de sensibilidad, se propone una contracción anual del 10% en el Producto Interno Bruto (PIB) regional, representando un contexto de recesión económica. En la Figura 4.184, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones del modelo basadas en la tendencia histórica, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho decremento. Por su parte, la Figura 4.185 exhibe el efecto acumulado de esta contracción económica en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

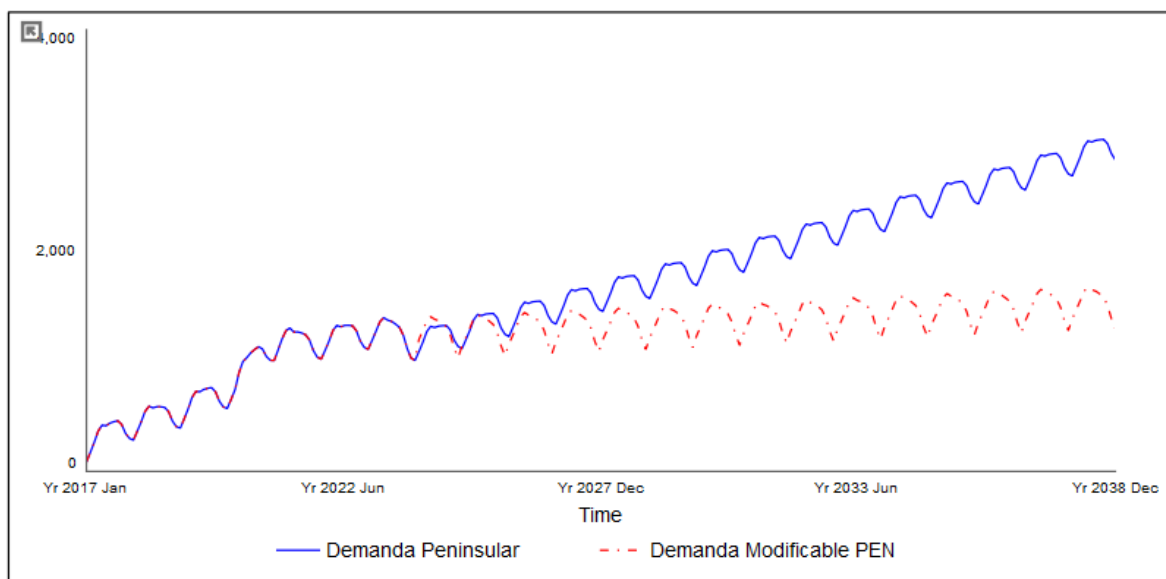


Figura 4.184 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

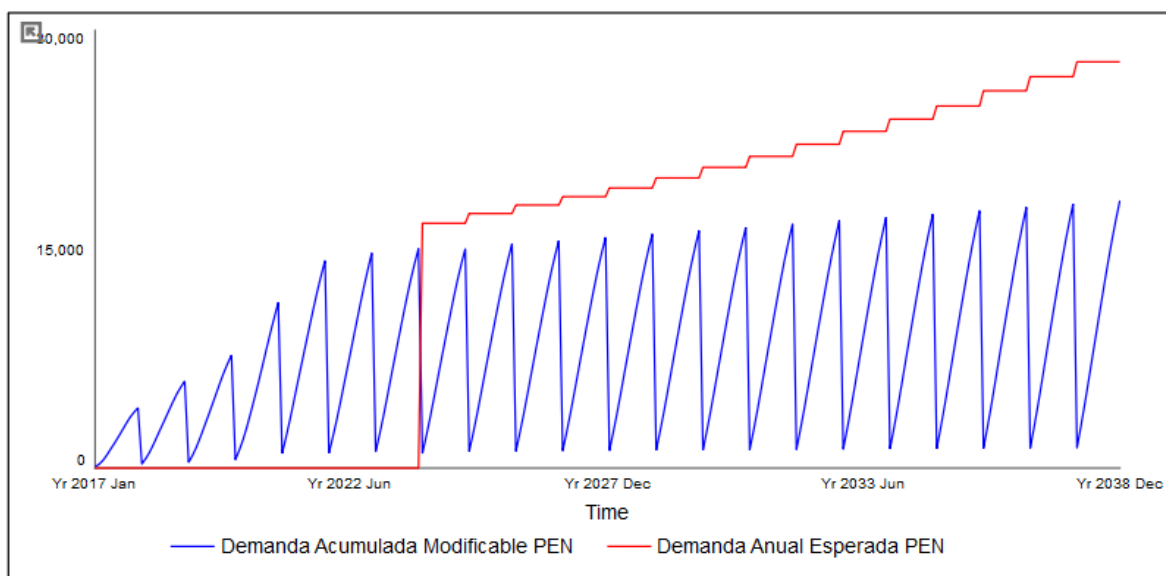


Figura 4.185 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.184, un escenario de recesión económica con una tasa de contracción del 10% anual genera apenas una disminución marginal en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.185, donde la trayectoria proyectada por el modelo muestra valores por debajo de las previsiones oficiales de la SENER, situándose por debajo de las mismas. Este hallazgo es altamente significativo, ya que reafirma que, bajo la estructura actual del modelo, la estabilidad del suministro y el margen de reserva en la región Peninsular presentan una notable sensibilidad ante las fluctuaciones del PIB.

4.2.9.4 Análisis de sensibilidad para la variable del precio de la energía eléctrica

Durante el periodo 2017-2023 el precio de la energía mostró una tendencia ascendente, registrando una tasa de crecimiento promedio del 3.72%. Con base en este comportamiento histórico, se diseñaron escenarios de incertidumbre que contemplan fluctuaciones tanto superiores como inferiores a dicho umbral. Esta aproximación metodológica permite evaluar la sensibilidad del modelo ante variaciones en el precio del kilo watt hora en la región.

a) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al alza del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un incremento anual del 5% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de presión tarifaria superior al promedio histórico. En la Figura 4.186, se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicho ajuste en los costos. Por su parte, la Figura 4.187 exhibe el efecto acumulado de este incremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja). Este análisis permite evaluar si el precio actúa como un mecanismo de señalización suficiente para desincentivar el consumo o si la demanda permanece inelástica ante las variaciones en el costo del servicio para esta región.

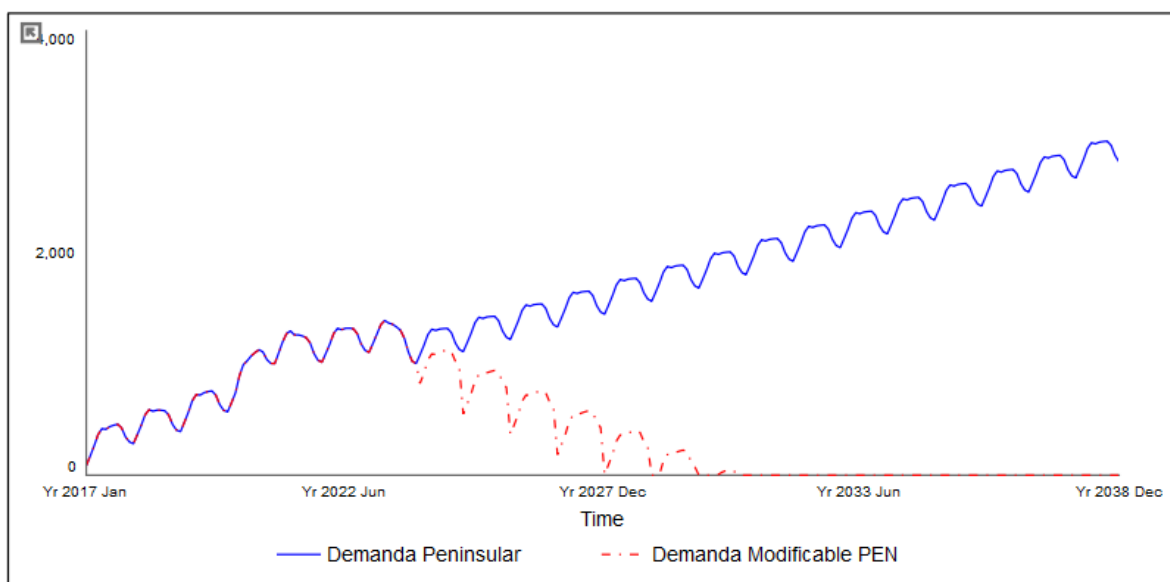


Figura 4.186 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5%. Fuente: Elaboración propia.

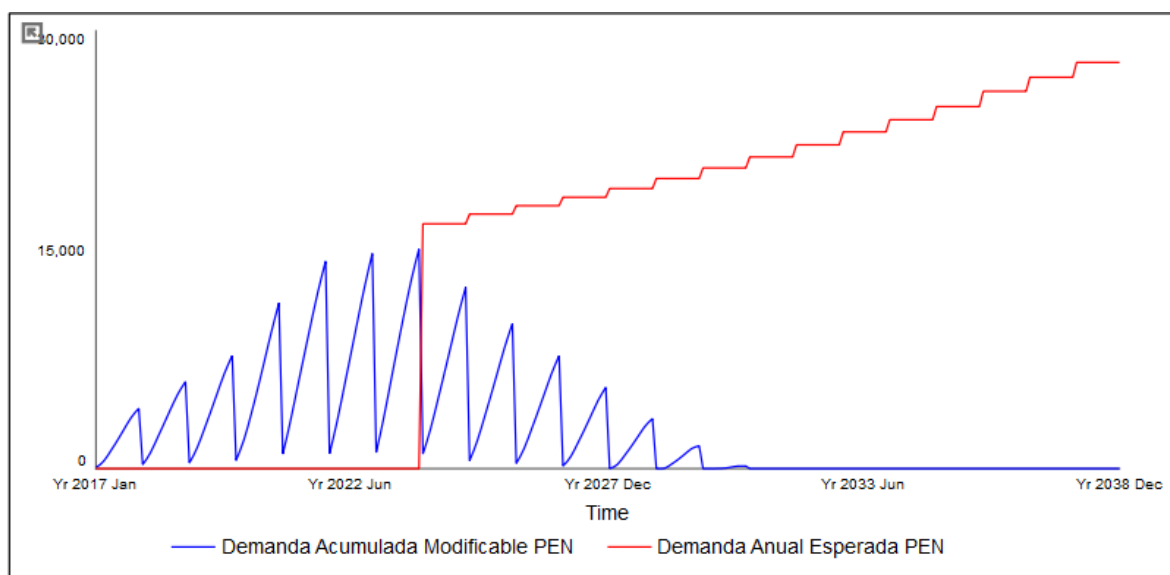


Figura 4.187 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.186, un escenario de crecimiento tarifario con una tasa del 5% anual genera una reducción agresiva en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.187, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por debajo de las previsiones oficiales de la SENER incluso

llegando a cero. Este hallazgo es altamente significativo, ya que sugiere que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región Peninsular actúa como un mecanismo de señalización efectivo para desincentivar el consumo. Lo anterior evidencia una elasticidad-precio de la demanda que podría ser aprovechada para implementar políticas de eficiencia energética y gestión de la carga en la zona.

b) Escenario de sensibilidad: Ajuste tarifario al baja del kWh.

Para este escenario de sensibilidad, se propone un decremento anual del 10% en el precio de la energía eléctrica, representando un escenario de atenuación tarifaria respecto al promedio histórico. En la Figura 4.188 se presenta el contraste donde la línea sólida azul representa las proyecciones base del modelo, mientras que la línea punteada roja ilustra la respuesta de la demanda eléctrica ante dicha reducción en los costos. Por su parte, la Figura 4.189 exhibe el efecto acumulado de este decremento tarifario en la demanda anual (línea sólida azul), contrastándola con los valores de referencia publicados por la SENER (línea sólida roja).

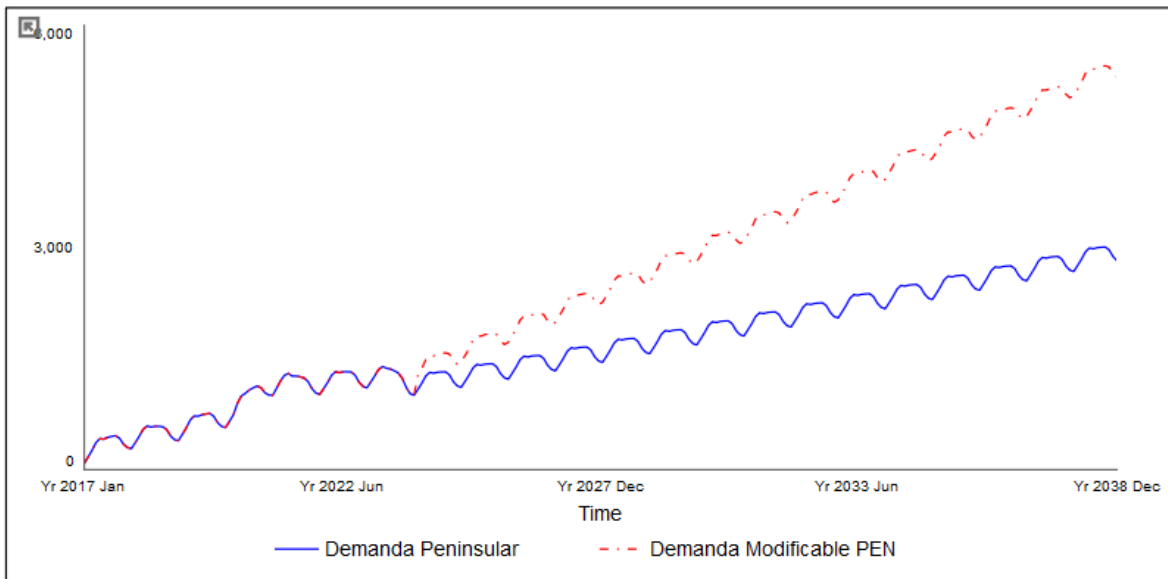


Figura 4.188 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.

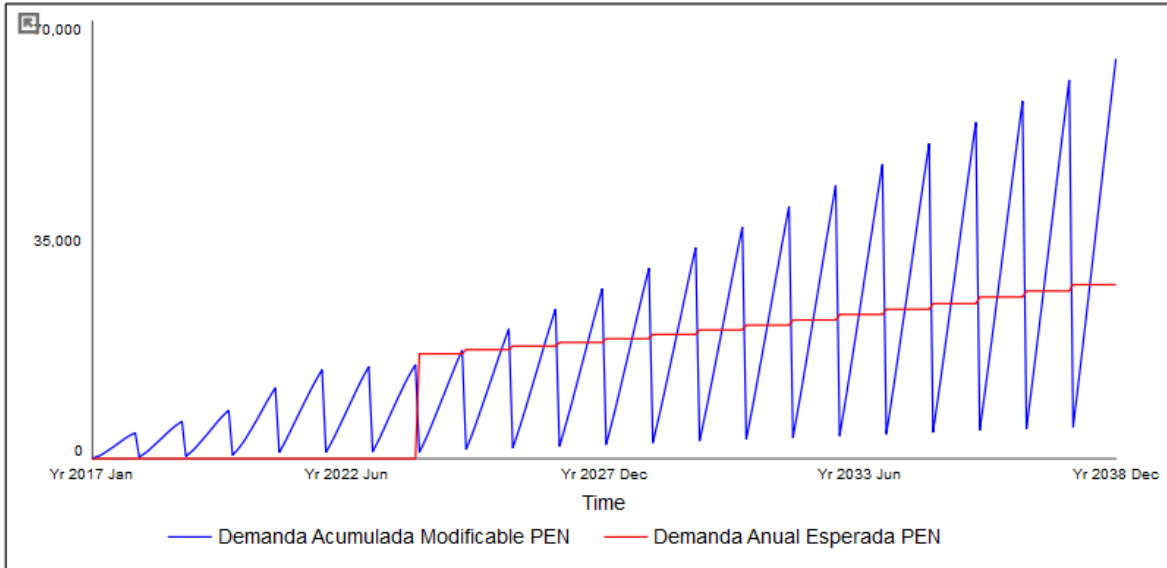


Figura 4.189 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.

Como se observa en la Figura 4.188, un escenario de reducción tarifaria con una tasa del 10% anual genera un alza significativa en la demanda eléctrica regional. Este comportamiento se corrobora en la Figura 4.189, donde la trayectoria proyectada por el modelo se sitúa consistentemente por encima de las previsiones oficiales de la SENER. Este hallazgo es altamente significativo, ya que confirma que, bajo la estructura actual del modelo, el precio de la energía eléctrica en la región de Peninsular actúa como un mecanismo de señalización determinante; en este contexto, una disminución en el costo del servicio funciona como un estímulo que expande la demanda, lo que podría derivar en una mayor presión sobre la capacidad instalada del sistema si no se acompaña de políticas de uso eficiente.

Conclusiones

A través de este estudio se comprueba que la Dinámica de Sistemas es un enfoque práctico que permite analizar la relación entre las variables del sistema en estudio; además, haciendo uso del software STELLA, es posible evaluar diversos escenarios de manera ágil.

En concordancia con los resultados presentados en el capítulo 4, se llegó a las siguientes conclusiones para cada una de las regiones:

- Baja California y Baja California Sur: En estas regiones, la demanda eléctrica proyectada según la tendencia histórica se sitúa por debajo de las previsiones oficiales de la SENER. Esto indica estabilidad en el suministro y suficiencia en la capacidad instalada para los próximos 15 años, siempre que la demanda mantenga su ritmo de crecimiento histórico. La demanda presenta una fuerte dependencia directa ante las fluctuaciones de la temperatura y, en menor medida, del crecimiento poblacional; incrementos significativos en estas variables podrían poner en riesgo la estabilidad del sistema. Finalmente, se observa que la demanda se ve fuertemente afectada de manera inversa por el precio del kilowatt-hora (kWh), factor que puede utilizarse para regular el consumo o que podría dispararlo si no se implementan políticas tarifarias correctas. Por otra parte, el crecimiento económico muestra un impacto mínimo sobre el comportamiento de la demanda en estas zonas.
- Centro y Occidente: En estas regiones, la demanda eléctrica proyectada según la tendencia histórica supera las previsiones oficiales de la SENER. Esta discrepancia sugiere riesgos en la estabilidad del suministro e insuficiencia en la capacidad instalada para los próximos 15 años, de mantenerse el ritmo de crecimiento histórico. La demanda presenta una fuerte dependencia directa de las fluctuaciones en el crecimiento económico y, en menor medida, del crecimiento poblacional; por lo tanto, incrementos acelerados en estas variables comprometerían aún más la estabilidad del sistema. Finalmente, se observa que la demanda se ve fuertemente afectada de manera inversa por el precio del kilowatt-hora (kWh), factor que puede

utilizarse para regular el consumo o que podría dispararlo ante la falta de políticas tarifarias adecuadas. Por otra parte, la temperatura muestra un impacto reducido sobre el comportamiento de la demanda en estas zonas.

- Noreste: En esta región, la demanda eléctrica proyectada según la tendencia histórica supera las previsiones oficiales de la SENER. Esta discrepancia sugiere riesgos en la estabilidad del suministro e insuficiencia en la capacidad instalada para los próximos 15 años, de mantenerse el ritmo de crecimiento histórico. La demanda presenta una fuerte dependencia directa del crecimiento poblacional y, en menor medida, del dinamismo económico y las variaciones de temperatura; por lo tanto, incrementos acelerados en estas variables comprometerían aún más la estabilidad del sistema. Finalmente, se observa que la demanda se ve mínimamente afectada de manera inversa por el precio del kilowatt-hora (kWh); no obstante, este sigue siendo un factor que podría utilizarse para regular el consumo o que, ante la falta de políticas tarifarias adecuadas, podría contribuir a su incremento desmedido.
- Noroeste: En esta región, la demanda eléctrica proyectada según la tendencia histórica converge con las previsiones oficiales de la SENER. Esta discrepancia sugiere riesgos en la estabilidad del suministro e insuficiencia en la capacidad instalada para los próximos 15 años, de mantenerse el ritmo de crecimiento histórico. La demanda presenta una fuerte dependencia directa de la población y, en menor medida, de las variaciones de temperatura. Finalmente, se observa que el consumo se ve mínimamente afectado por el crecimiento económico y por el precio del kilowatt-hora (kWh); no obstante, este último sigue siendo un factor que podría utilizarse para regular el consumo o que, ante la falta de políticas tarifarias adecuadas, podría contribuir a su incremento desmedido.
- Norte: En esta región, la demanda eléctrica proyectada según la tendencia histórica supera las previsiones oficiales de la SENER. Esta discrepancia sugiere riesgos significativos para la estabilidad del suministro e insuficiencia en la capacidad instalada en un horizonte de 15 años, de mantenerse el comportamiento histórico. La

demanda presenta una fuerte dependencia directa de las fluctuaciones en el crecimiento económico y poblacional; por lo tanto, una aceleración en estas variables comprometería la integridad del sistema. Finalmente, se observa que la demanda es altamente sensible al precio del kilowatt-hora (kWh) de manera inversa, lo que posiciona a la estructura tarifaria como un instrumento crítico para regular el consumo o, en ausencia de políticas adecuadas, como un factor que podría disparar la carga sobre la red.

- **Oriental:** En esta región, la demanda eléctrica proyectada según la tendencia histórica supera las previsiones oficiales de la SENER. Esta discrepancia sugiere riesgos en la estabilidad del suministro e insuficiencia en la capacidad instalada para los próximos 15 años, de mantenerse el ritmo de crecimiento histórico. La demanda presenta una fuerte dependencia directa de las fluctuaciones en el crecimiento poblacional; por lo tanto, un incremento acelerado en esta variable comprometería aún más la estabilidad del sistema. Finalmente, se observa que la demanda se ve fuertemente afectada de manera inversa por el precio del kilowatt-hora (kWh), factor que puede utilizarse para regular el consumo o que podría dispararlo ante la falta de políticas tarifarias adecuadas. Por otra parte, la temperatura y el crecimiento económico muestran un impacto reducido sobre el comportamiento de la demanda en estas zonas.
- **Peninsular:** En esta región, la demanda eléctrica proyectada según la tendencia histórica supera las previsiones oficiales de la SENER. Esta discrepancia sugiere riesgos en la estabilidad del suministro e insuficiencia en la capacidad instalada para los próximos 15 años, de mantenerse el ritmo de crecimiento histórico. La demanda presenta una fuerte dependencia directa de las fluctuaciones en el crecimiento poblacional y económico; por lo tanto, un incremento acelerado en estas variables comprometería aún más la estabilidad del sistema. Finalmente, se observa que el consumo se ve mínimamente afectado por las variaciones en la temperatura y por el precio del kilowatt-hora (kWh); no obstante, este último sigue siendo un factor que podría utilizarse para regular el consumo o que, ante la falta de políticas tarifarias adecuadas, podría contribuir a su incremento desmedido.

En resumen, el uso de la Dinámica de Sistemas permitió identificar que la demanda eléctrica en México no responde a un patrón uniforme, sino que está sujeta a determinantes regionales específicos. Mientras que en el Noroeste y las Penínsulas la presión demográfica y térmica son críticas, en las regiones Norte y Centro el dinamismo económico es el principal motor de riesgo. Los resultados evidencian que las proyecciones oficiales podrían estar subestimando el crecimiento en la mayor parte del país, lo que hace imperativo integrar modelos de simulación ágiles, como el desarrollado en STELLA, para robustecer la planeación energética nacional y garantizar la suficiencia del sistema en el largo plazo.

Anexo: Interfaz gráfica del modelo

Con el modelo validado, se procede a analizar los resultados. Para facilitar este proceso, se diseñó una interfaz gráfica cuya ventana principal se muestra en la Figura A.1

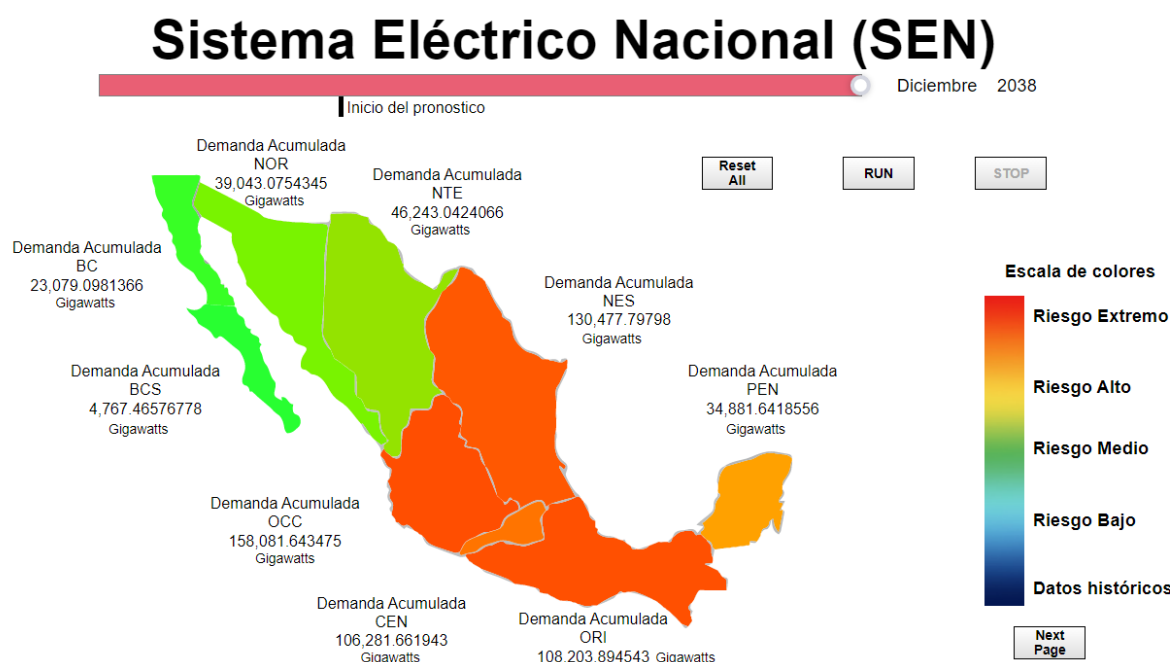


Figura A.1 Figura A.1. Menú principal de la interfaz del modelo de simulación. Fuente: autoría propia.

En la página de inicio (Figura A.1) se presenta el mapa de México con la división regional del Sistema Eléctrico Nacional. Estas regiones cambian de color dinámicamente durante la simulación según el nivel de riesgo en la estabilidad y el suministro eléctrico, permitiendo un análisis general. Asimismo, la interfaz muestra la demanda en gigawatts (GW) para cada región e incluye controles para el inicio, pausa y paro de la simulación, además de un botón de navegación para avanzar a la siguiente sección para el análisis individual de cada región Figura A.2.

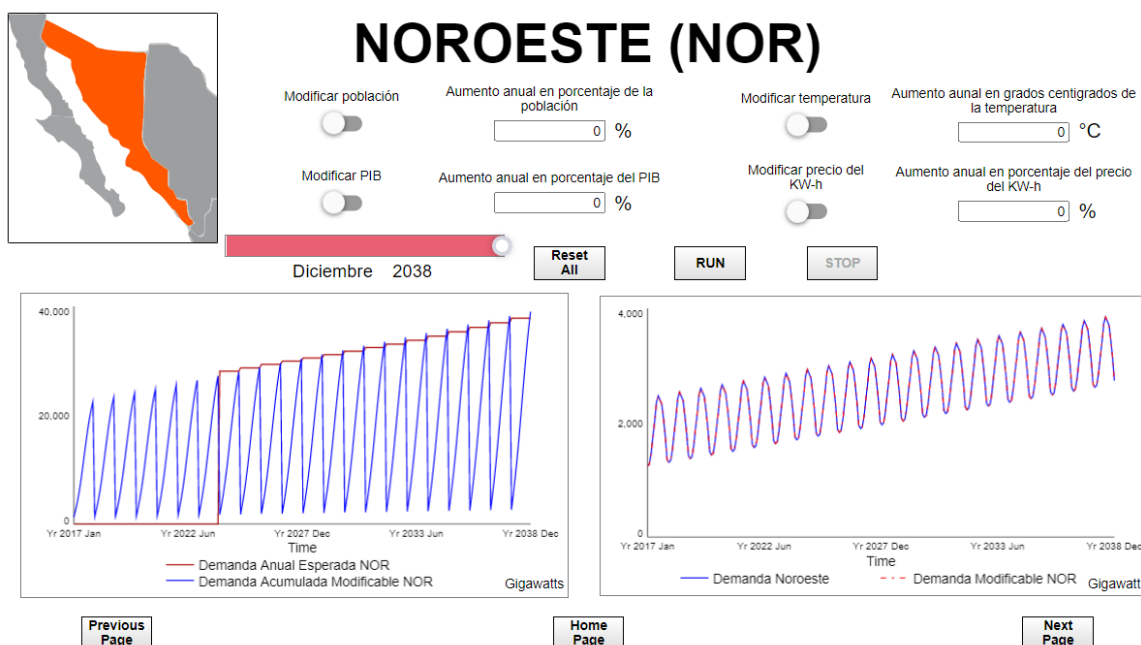


Figura A.2 Interfaz para el análisis individual de cada región. Fuente: autoría propia.

En la Figura A.2 presenta la interfaz de análisis regional, la cual dispone de gráficas de demanda acumulada anual y mensual. Esta sección incorpora interruptores y controles que permiten al usuario introducir variaciones en las variables de temperatura, PIB, población y precio del kWh, facilitando así la evaluación de distintos escenarios. Asimismo, cuenta con un mapa detallado que cambia de color dinámicamente según el nivel de riesgo, manteniendo la consistencia con los resultados del análisis de escenario. Finalmente, la interfaz incluye botones de navegación para avanzar, regresar o volver a la página de inicio, además de los controles de ejecución: inicio, paro y reinicio de la simulación.

Fuentes de información

- Anaguano Pérez, I. O., y Sandoya Sánchez, F. F. (2025). Métodos basados en los modelos ARIMA estacional y Holt-Winters para la previsión de la demanda eléctrica a ultra corto plazo. *FCNM*, 223(1).
- Aracil, J. (2010). *Dinámica de sistemas*. Madrid: Isdefe.
- Aracil, J., y Gordillo, F. (1997). *Dinámica de sistemas*. Madrid: Alinaza.
- Cadenas Anaya, C., y Guaita, W. (2020). *Dinámica de sistemas: Una Metodología para la Construcción de Modelos de Toma de Decisiones en Sectores Agroindustriales*. Bogota: Politécnico Grancolombiano.
- Cairó Battistutti, O. (2008). *Metodología de la programación*. México D.F.: Alfaomega.
- CENACE. (13 de junio de 2024). *PAMRNT 2024-2038*. CENACE: https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202024%20%E2%80%93%202038.pdf
- CEPAL. (2022). La energía en América Latina. *Temas estadísticos*(5), 1-11.
- Cerreño Caro, R. I. (2017). Dinámica de sistemas: Jay Forrester. *Sistemas Dinámicos*, 1(1), 31-43.
- CFE. (12 de enero de 2021). Nuestra Empresa: <https://www.cfe.mx/nuestraempresa/pages/historia.aspx#:~:text=%E2%80%8BLa%20generacion%20de%20energ%C3%ADa,f%C3%A1brica%20textil%20%22La%20Americana%22>.
- CONACYT. (6 de mayo de 2023). Sistema Eléctrico Nacional: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/sistema-electrico-nacional>
- CONAHCYT. (6 de mayo de 2023). *Mapa del Sistema Eléctrico Nacional*. CONAHCYT: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/sistema-electrico-nacional>
- Cueva Camacho, H. X., y Cabrera Tacuri, A. E. (2014). *Modelación dinámica de la oferta-demanda de una micro red-eléctrica*. Universidad de Cuenca.
- Dámela Marino, M., Arango, A., Lotero, L., y Jiménez, M. (2021). Modelos de series temporales para pronóstico de la demanda eléctrica del sector de explotación de minas y canteras en Colombia. *ELA*, 18(35).

- De Zubiría Arango, J. (2023). *Dinámica de sistemas para modelar la expansión de la transmisión eléctrica bajo distintos escenarios de transición energética*. Repositorio Institucional: <https://repository.eia.edu.co/entities/publication/40635a2b-e127-40e0-83c6-6a504360f79d>
- Devore, J. L. (2015). *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*. Mexico: Cengage Learning.
- Fullana Belda, C., y Urquia Grande, E. (2009). Los modelos de simulación: una herramienta multidisciplinar de investigación . *Encuentros Multidisciplinarios*(9), 3-11.
- Green, K. C., y Armstrong, J. S. (2015). Simple versus complex forecasting: The evidence. *ELSEVIER*, 68, 1678-1685.
- Hanke, J. E., y Wichern, D. W. (2010). *Pronósticos En Los Negocios*. Mexico: Prentice Hall.
- He, Y., Jiao, J., Chen, Q., Ge, S., Chang, Y., y Xu, Y. (2017). Urban long term electricity demand forecast method based on system dynamics of the new economic normal: The case of Tianjin. *Energy*, 133(15), 9-22.
- Hines, W. W., y Montgomery, D. C. (1993). *Probabilidad y estadística para ingeniería y administración*. Mexico: Continental.
- Isee Systems. (15 de marzo de 2006). *Stella ® Arquitecta*. [iseesystems.com: https://www.iseesystems.com/store/products/stella-architect.aspx](https://www.iseesystems.com/store/products/stella-architect.aspx)
- Jiménez Murillo, J. A., Jiménez Hernández, E. M., y Alvarado Zamora, L. N. (2014). *Fundamentos de programación e informática*. México D.F.: Alfaomega.
- Levin, R. I., y Rubin, D. S. (2004). *Estadística para administración y economía*. Mexico: Pearson.
- Lind, D. A., Marchal, W. G., y Wathem, S. A. (2012). *Estadística aplicada a los negocios y economía*. Mexico: McGraw-Hill.
- Miller, I., y Freund, J. E. (2021). *Probabilidad y estadística para ingenieros*. Mexico: Reverté.
- Morcillo, J., Franco, C., y Angulo, F. (2018). Simulation of demand growth scenarios in the Colombian electricity market: An integration of system dynamics and dynamic systems. *Applied Energy*, 216.
- Newbold, P., Carlson, W. L., y Thorne, B. M. (2008). *Estadística para Administración y Economía*. Madrid: Prentice Hall.

- Niño Zambrano, M., Cobos Lozada, C. A., Mendoza Becerra, M. E., Ordóñez Erazo, H. A., y García Sierra, R. (2024). System dynamics model for analysis of demand response on incorporating autoswitch in the Colombian electrical sector. *Energy Policy*, 193, 114-257.
- Perez, A., y Gomez, L. (2020). *Gestión energética y planificación estratégica: El rol del pronóstico de demanda*. Madrid: Editorial Tecnológica.
- PRODINTEC. (2010). *La simulación de procesos industriales: clave en la toma de decisiones para procesos de reingeniería de planta y diseño de nuevas instalaciones de fabricación*. IDEPA.
- Romerio, F. (2006). La energía como fuente de crecimiento y desarrollo en la perspectiva del fin de la era de los combustibles fósiles. *Economía informa*(340), 33-47.
- Sayed Ebounf, N. (2019). *The System Dynamics of Electricity Demand-Supply Gap in Sudan: The Socio-Economic Impacts and Integrated Modelling Approach*. Pan Afric University.
- SENER. (25 de junio de 2023). *PRODESEN 2024-2038*. Cenace: https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/Prodecen/20%202024-2038%20Cap%C3%ADtulos%201%20al%206.pdf
- Sterman, J. (2000). *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. Boston: McGraw-Hill.
- Tahar, R., Muhammad-Sukki, F., Bakar Munir, A., Munir, A. B., y Rahim, R. A. (2016). Application of system dynamics approach in electricity sector modelling: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 29-37.
- Torres Barojas, F., Herrera Valdivia, A., Ponce Dueñas, A., y Ponce Macias, C. (2024). *Simulación de procesos industriales*. Astra. <https://doi.org/https://doi.org/10.61728/AE24002059>
- Torres Sánchez, A. S. (2023). *Predicción de la Demanda de Energía Eléctrica Usando Modelos de Inteligencia Artificial para Series Temporales*. Universidad de Antioquia.
- Vergara Schmalbach, J. C., Fontalvo Herrera, T., y Morelos Gómez, J. (2011). *Simulación de líneas de espera empleando dinámica de sistemas*. Cartagena: Eumed.

- Villanueva Hernández, V., y Baca Pumarejo, J. R. (2019). *Desarrollo de Algoritmos y Diagramas de Flujo para la Programación de Computadoras*. Ciudad Victoria, México: Fomento.
- Villareal, F. (12 de Febrero de 2016). *Introducción a los Modelos de Pronósticos*. Departamento de Matemática: Universidad Nacional del Sur: https://www.matematica.uns.edu.ar/uma2016/material/Introduccion_a_los_Modelos_de_Pronosticos.pdf
- Walpole, R. E., Myers, R. H., Myers, S. L., y Ye, K. (2022). *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*. Mexico: Pearson.
- Wathen, S. A., Lind, D. A., y Marchal, W. G. (2019). *Estadística aplicada a los negocios y la economía*. Mexico: McGraw-Hill.

Índice de figuras

Figura 1.1 Infraestructura del SEN. Fuente: (CONACYT, 2023).....	6
Figura 1.2 Infraestructura de líneas de transmisión de la RNT por nivel de tensión (Kilovolts). Fuente: (CENACE, 2024, p. 25).....	7
Figura 1.3 Evolución de la capacidad instalada en el SEN (2016-2023) en Mega Watts. Fuente: (SENER, 2023, p. 89).....	8
Figura 1.4 Regiones de control del SEN. Fuente: (CENACE, 2024, p. 24).....	10
Figura 1.5 Capacidad instalada del SEN en operación y en pruebas para cada región (Mega Watts). Fuente: Autoría propia con datos de obtenidos de (CENACE, 2024).	10
Figura 1.6 Consumo neto mensual de electricidad del SEN (2023). Fuente: (SENER, 2023, p. 39).....	14
Figura 1.7 Consumo final y el número de usuarios finales para cada región del SEN (2023). Fuente: (SENER, 2023, p. 40).....	15
Figura 2.1 Diagrama causal Formado por dos bucles de retroalimentación, uno positivo y otro negativo. Fuente: (Aracil, Dinámica de sistemas, 2010, p. 29)	38
Figura 2.2 Representación gráfica de un diagrama de Forrester mediante el software Stella. Fuente: autoría propia	40
Figura 2.3 Interfaz del Software Stella Architect 3.5.1 para el diseño de diagramas causales. Fuente: Autoría Propia.	42
Figura 2.4 Interfaz del Software Stella Architect 3.5.1 para el diseño de diagramas de Forrester. Fuente: Autoría Propia.	42
Figura 2.5 arquitectura básica de un diagrama de Flujo. Fuente: autoría Propia.	44
Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología a usar en el proyecto. Fuente: Autoría propia.....	50
Figura 3.2 Diagrama causal de la demanda eléctrica en México. Fuente: Autoría Propia...	54
Figura 3.3 parámetros del horizonte de simulación. Fuente: autoría propia.	56
Figura 3.4 Ecuación de tendencia, índices estacionales y medidas de exactitud para el precio del KW-h en pesos mexicanos. Fuente: autoría Propia.	56
Figura 3.5 Modelo de pronóstico para el precio del KW-h en pesos mexicanos. Fuente: Autoría propia.....	57

Figura 3.6 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales del precio del KW-h en pesos mexicanos. Fuente: Autoría propia.	57
Figura 3.7 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para el precio del KW-h en pesos mexicanos. Fuente: Autoría propia.	58
Figura 3.8 Ecuación de tendencia, índices estacionales y medidas de exactitud para la temperatura mensual en grados Celsius para Baja California. Fuente: Autoría Propia.	59
Figura 3.9 Modelo de pronóstico para la temperatura en Baja California. Fuente: Autoría propia.	59
Figura 3.10 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales la temperatura promedio mensual en Baja California. Fuente: Autoría propia.	60
Figura 3.11 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la temperatura en Baja California. Fuente: Autoría propia.	60
Figura 3.12 Ecuación de tendencia, índices estacionales y medidas de exactitud para la población en Baja California. Fuente: Autoría Propia.	61
Figura 3.13 Modelo de pronóstico para la población en Baja California. Fuente: Autoría propia.	61
Figura 3.14 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la población en Baja California. Fuente: Autoría propia.	62
Figura 3.15 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la población en Baja California. Fuente: Autoría propia.	62
Figura 3.16 Índices estacionales y medidas de exactitud para el PIB en millones de pesos mexicanos en Baja California. Fuente: Autoría Propia.	63
Figura 3.17 Modelo de pronóstico para el PIB en millones de pesos mexicanos en Baja California. Fuente: Autoría propia.	63
Figura 3.18 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales del PIB en millones de pesos mexicanos en Baja California. Fuente: Autoría propia.	64
Figura 3.19 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras del PIB en millones de pesos mexicanos en Baja California. Fuente: Autoría propia.	64
Figura 3.20 Ecuación de regresión, coeficientes y Resumen del modelo de regresión lineal múltiple para la demanda de electricidad en Baja California. Fuente: Autoría Propia.	65

Figura 3.21 Modelo de pronóstico para la demanda de electricidad en Baja California. Fuente: Autoría propia.....	66
Figura 3.22 Modelo predictivo orientado al análisis de sensibilidad y su impacto en la demanda eléctrica regional. Fuente: Autoría propia.....	66
Figura 4.1 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad en Baja California. Fuente: Autoría propia.....	76
Figura 4.2 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad en Baja California. Fuente: Autoría propia.....	76
Figura 4.3 Prueba de valores extremos negativos para Baja California. Fuente: Autoría propia.....	77
Figura 4.4 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad en Baja California Sur. Fuente: Autoría propia.....	78
Figura 4.5 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad en Baja California Sur. Fuente: Autoría propia.....	78
Figura 4.6 Prueba de valores extremos negativos para Baja California Sur. Fuente: Autoría propia.....	79
Figura 4.7 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Centro. Fuente: Autoría propia.....	80
Figura 4.8 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Centro. Fuente: Autoría propia.....	80
Figura 4.9 Prueba de valores extremos negativos para la región Centro. Fuente: Autoría propia.....	81
Figura 4.10 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Noreste. Fuente: Autoría propia.....	82
Figura 4.11 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Noreste. Fuente: Autoría propia.....	82
Figura 4.12 Prueba de valores extremos negativos para Noreste. Fuente: Autoría propia...	83
Figura 4.13 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Noroeste. Fuente: Autoría propia.....	84
Figura 4.14 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Noroeste. Fuente: Autoría propia.....	84

Figura 4.15 Prueba de valores extremos negativos para la región Noroeste. Fuente: Autoría propia.	85
Figura 4.16 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Norte. Fuente: Autoría propia.	86
Figura 4.17 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Norte. Fuente: Autoría propia.	86
Figura 4.18 Prueba de valores extremos negativos para la región Norte. Fuente: Autoría propia.	87
Figura 4.19 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Occidental. Fuente: Autoría propia.	88
Figura 4.20 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Occidental. Fuente: Autoría propia.	88
Figura 4.21 Prueba de valores extremos negativos para la región Occidental. Fuente: Autoría propia.	89
Figura 4.22 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Oriental. Fuente: Autoría propia.	90
Figura 4.23 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Oriental. Fuente: Autoría propia.	90
Figura 4.24 Prueba de valores extremos negativos para la región Oriental. Fuente: Autoría propia.	91
Figura 4.25 Grafica de comparación del modelo de pronóstico VS datos históricos reales de la demanda de electricidad para la región Peninsular. Fuente: Autoría propia.	92
Figura 4.26 Resultados obtenidos de la prueba T para dos muestras para la demanda de electricidad para la región Peninsular. Fuente: Autoría propia.	92
Figura 4.27 Prueba de valores extremos negativos para la región Peninsular. Fuente: Autoría propia.	93
Figura 4.28 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región de Baja California basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.	95
Figura 4.29 Demanda anual de energía eléctrica en la región de Baja California: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.	95

Figura 4.30 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.	96
Figura 4.31 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	97
Figura 4.32 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 1 °C. Fuente: Elaboración propia.	98
Figura 4.33 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de decremento térmico anual de 1 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	98
Figura 4.34 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1.5%. Fuente: Elaboración propia.	99
Figura 4.35 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de incremento poblacional anual del 1.5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	100
Figura 4.36 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.5% anual). Fuente: Elaboración propia.	101
Figura 4.37 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.5% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	101
Figura 4.38 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 20%. Fuente: Elaboración propia.	103
Figura 4.39 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de incremento económico anual del 20% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	103

Figura 4.40 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	104
Figura 4.41 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	104
Figura 4.42 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	106
Figura 4.43 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	106
Figura 4.44 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	107
Figura 4.45 Demanda agregada anual en la región de Baja California bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	108
Figura 4.46 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región de Baja California Sur basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.	109
Figura 4.47 Demanda anual de energía eléctrica en la región de Baja California Sur: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.	109
Figura 4.48 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.	110
Figura 4.49 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	111

Figura 4.50 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 1 °C. Fuente: Elaboración propia.	112
Figura 4.51 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de decremento térmico anual de 1 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	112
Figura 4.52 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 2%. Fuente: Elaboración propia.	113
Figura 4.53 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de incremento poblacional anual del 2% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	114
Figura 4.54 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante reducción poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al -0.1% anual). Fuente: Elaboración propia.	115
Figura 4.55 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de reducción poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.1% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	115
Figura 4.56 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 20%. Fuente: Elaboración propia.	116
Figura 4.57 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de incremento económico anual del 20% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	117
Figura 4.58 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	118
Figura 4.59 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	118

Figura 4.60 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.....	119
Figura 4.61 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	120
Figura 4. 62 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Baja California Sur: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	121
Figura 4.63 Demanda agregada anual en la región de Baja California Sur bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	121
Figura 4.64 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Centro basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.....	122
Figura 4.65 Demanda anual de energía eléctrica en la región Centro: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.....	123
Figura 4.66 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 1 °C. Fuente: Elaboración propia.....	124
Figura 4.67 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario de incremento térmico anual de 1 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.....	124
Figura 4.68 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 1 °C. Fuente: Elaboración propia.	125
Figura 4.69 Demanda agregada anual en la región Centro escenario de decremento térmico anual de 1 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	126
Figura 4.70 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1%. Fuente: Elaboración propia.	127
Figura 4.71 Demanda agregada anual en la región Centro escenario de incremento poblacional anual del 1% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.....	127

Figura 4.72 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante reducción poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al -1% anual). Fuente: Elaboración propia.....	128
Figura 4.73 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario de reducción poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al -1% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	129
Figura 4.74 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 15%. Fuente: Elaboración propia.	130
Figura 4.75 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario de incremento económico anual del 15% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	130
Figura 4.76 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	131
Figura 4.77 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	132
Figura 4.78 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5%. Fuente: Elaboración propia.....	133
Figura 4.79 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	134
Figura 4.80 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Centro: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5%. Fuente: Elaboración propia.....	135
Figura 4.81 Demanda agregada anual en la región Centro bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	135
Figura 4.82 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Noreste basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.....	136

Figura 4.83 Demanda anual de energía eléctrica en la región Noreste: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.....	137
Figura 4.84 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.	138
Figura 4.85 Demanda agregada anual en la región Noreste bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	138
Figura 4.86 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia. ...	139
Figura 4.87 Demanda agregada anual en la región Noreste escenario de decremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	140
Figura 4.88 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1%. Fuente: Elaboración propia. .	141
Figura 4.89 Demanda agregada anual en la región Noreste escenario de incremento poblacional anual del 1% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	141
Figura 4.90 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual). Fuente: Elaboración propia.....	142
Figura 4.91 Demanda agregada anual en la región Noreste bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	143
Figura 4.92 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	144
Figura 4.93 Demanda agregada anual en la región de Noreste bajo escenario de incremento económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	144
Figura 4.94 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región de Noreste: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	145

Figura 4.95 Demanda agregada anual en la región Noreste bajo escenario una contracción económico anual del -10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.....	146
Figura 4.96 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.....	147
Figura 4.97 Demanda agregada anual en la región de Noreste bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	148
Figura 4.98 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noreste: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.....	149
Figura 4.99 Demanda agregada anual en la región Noreste bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	149
Figura 4.100 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Noroeste basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.	150
Figura 4.101 Demanda anual de energía eléctrica en la región Noroeste: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia. ...	151
Figura 4.102 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.	152
Figura 4.103 Demanda agregada anual en la región Noroeste bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	152
Figura 4.104 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia. ...	153
Figura 4.105 Demanda agregada anual en la región Noroeste escenario de decremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	154

Figura 4.106 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1.5%. Fuente: Elaboración propia.	155
Figura 4.107 Demanda agregada anual en la región Noroeste escenario de incremento poblacional anual del 1.5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	155
Figura 4.108 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de contracción ajustada al 0.5% anual). Fuente: Elaboración propia.	156
Figura 4.109 Demanda agregada anual en la región Noroeste bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de contracción ajustada al 0.5% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	157
Figura 4.110 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroestes: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	158
Figura 4.111 Demanda agregada anual en la región Noroestes bajo escenario de incremento económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	159
Figura 4.112 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	160
Figura 4.113 Demanda agregada anual en la región de Noroeste bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	160
Figura 4.114 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	162
Figura 4.115 Demanda agregada anual en la región Noroeste bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	162

Figura 4.116 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Noroeste: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.....	163
Figura 4.117 Demanda agregada anual en la región Noroeste bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	164
Figura 4.118 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Norte basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.....	165
Figura 4.119 Demanda anual de energía eléctrica en la región Norte: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.....	165
Figura 4.120 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.	166
Figura 4.121 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.....	167
Figura 4.122 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia. ...	168
Figura 4.123 Demanda agregada anual en la región Norte escenario de decremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	168
Figura 4.124 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1.5%. Fuente: Elaboración propia.	169
Figura 4.125 Demanda agregada anual en la región Norte escenario de incremento poblacional anual del 1.5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.....	170
Figura 4.126 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual). Fuente: Elaboración propia.....	171

Figura 4.127 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	171
Figura 4.128 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 15%. Fuente: Elaboración propia.	173
Figura 4.129 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario de incremento económico anual del 15% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	173
Figura 4.130 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	174
Figura 4.131 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	175
Figura 4.132 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	176
Figura 4.133 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	177
Figura 4.134 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Norte: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	178
Figura 4.135 Demanda agregada anual en la región Norte bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	178
Figura 4.136 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Occidental basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.	179
Figura 4.137 Demanda anual de energía eléctrica en la región Occidental: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia. ...	180

Figura 4.138 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.6 °C. Fuente: Elaboración propia.	181
Figura 4.139 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario de incremento térmico anual de 0.6 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	181
Figura 4.140 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 0.6 °C. Fuente: Elaboración propia.	182
Figura 4.141 Demanda agregada anual en la región Occidental escenario de decremento térmico anual de 0.6 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	183
Figura 4.142 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1.5%. Fuente: Elaboración propia.	184
Figura 4.143 Demanda agregada anual en la región Occidental escenario de incremento poblacional anual del 1.5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	184
Figura 4.144 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.01% anual). Fuente: Elaboración propia.	185
Figura 4.145 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.01% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	186
Figura 4.146 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	187
Figura 4.147 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario de incremento económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	187

Figura 4.148 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	188
Figura 4.149 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	189
Figura 4.150 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	190
Figura 4.151 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	191
Figura 4.152 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Occidental: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	192
Figura 4.153 Demanda agregada anual en la región Occidental bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	192
Figura 4.154 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Oriental basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.	193
Figura 4.155 Demanda anual de energía eléctrica en la región Oriental: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia.	194
Figura 4.156 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.8 °C. Fuente: Elaboración propia.	195
Figura 4.157 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario de incremento térmico anual de 0.8 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	195
Figura 4.158 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 1 °C. Fuente: Elaboración propia.	196
Figura 4.159 Demanda agregada anual en la región Oriental escenario de decremento térmico anual de 1 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	197

Figura 4.160 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	198
Figura 4.161 Demanda agregada anual en la región Oriental escenario de incremento poblacional anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	198
Figura 4.162 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual). Fuente: Elaboración propia.	199
Figura 4.163 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.2% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	200
Figura 4.164 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 15%. Fuente: Elaboración propia.	201
Figura 4.165 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario de incremento económico anual del 15% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	202
Figura 4.166 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	203
Figura 4.167 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario una contracción económico anual del -10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	203
Figura 4.168 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 7%. Fuente: Elaboración propia.	204
Figura 4.169 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 7% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	205
Figura 4.170 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Oriental: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5%. Fuente: Elaboración propia.	206

Figura 4.171 Demanda agregada anual en la región Oriental bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	206
Figura 4.172 Proyección de la demanda de energía eléctrica en la región Peninsular basada en la extrapolación de tendencias históricas. Fuente: Autoría Propia.	207
Figura 4.173 Demanda anual de energía eléctrica en la región Peninsular: Proyección prospectiva mediante la extrapolación de tendencias histórica Fuente: Autoría Propia. ...	208
Figura 4.174 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un incremento térmico anual de 0.5 °C. Fuente: Elaboración propia.	209
Figura 4.175 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario de incremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	209
Figura 4.176 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un decremento térmico anual de 0.5°C. Fuente: Elaboración propia.	210
Figura 4.177 Demanda agregada anual en la región Peninsular escenario de decremento térmico anual de 0.5 °C y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	211
Figura 4.178 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un incremento Poblacional anual del 1.6%. Fuente: Elaboración propia.	212
Figura 4.179 Demanda agregada anual en la región Peninsular escenario de incremento poblacional anual del 1.6% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	212
Figura 4.180 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.1% anual). Fuente: Elaboración propia.	213
Figura 4.181 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario de desaceleración poblacional (Tasa de crecimiento ajustada al 0.1% anual) y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	214

Figura 4.182 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un incremento económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	215
Figura 4.183 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario de incremento económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	216
Figura 4.184 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante una contracción económico anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	217
Figura 4.185 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario una contracción económico anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	217
Figura 4.186 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5%. Fuente: Elaboración propia.	219
Figura 4.187 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario de incremento en el precio de la energía eléctrica anual del 5% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	219
Figura 4.188 Pronóstico de la demanda eléctrica mensual en la región Peninsular: Análisis de sensibilidad ante un decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10%. Fuente: Elaboración propia.	220
Figura 4.189 Demanda agregada anual en la región Peninsular bajo escenario de decremento en el precio de la energía eléctrica anual del 10% y su contraste con las proyecciones de la SENER. Fuente: autoría propia.	221
Figura A.1 Figura A.1. Menú principal de la interfaz del modelo de simulación. Fuente: autoría propia.	226
Figura A.2 Interfaz para el análisis individual de cada región. Fuente: autoría propia.	227

Índice de tablas

Tabla 1. 1 Infraestructura de las líneas de transmisión por nivel de tensión 2022-2023 (Kilómetros). Fuente: (CENACE, 2024, p. 25).....	6
Tabla 1. 2 Capacidad instalada por tecnología de la CFE y del resto de los permisarios en Mega Watts en el año 2023. Fuente: (CENACE, 2024, p. 31).....	8
Tabla 1. 3 Consumo neto de energía eléctrica del país (2021-2023). Fuente: (SENER, 2023, p. 38).....	13
Tabla 2.1 Selección de una técnica de pronóstico. Fuente: (Hanke y Wichern, 2010, p. 80).....	23
Tabla 2.2 Simbología de los diagramas de Forrester (Cerreño Caro, 2017, p. 41)	39
Tabla 2.3 simbología de los diagramas de flujo. Fuente: (Cairó Battistutti, 2008, p. 5).....	43
Tabla 2.4 Estado del arte (autoría propia)	45
Tabla 4.1 Dimensiones y unidades utilizadas en el modelo de simulación	74

Índice de ecuaciones

Ecuación 2.1	26
Ecuación 2.2	26
Ecuación 2.3	27
Ecuación 2.4	27
Ecuación 2.5	27
Ecuación 2.6	28
Ecuación 2.7	29
Ecuación 2.8	29
Ecuación 2.9	29
Ecuación 2.10	29
Ecuación 2.11	30
Ecuación 2.12	30
Ecuación 2.13	31
Ecuación 2.14	33
Ecuación 2.15	33
Ecuación 2.16	34
Ecuación 2.17	34
Ecuación 2.18	34
Ecuación 2.19	34
Ecuación 3.1.....	57
Ecuación 3.2	59
Ecuación 3.3	61
Ecuación 3.4	63
Ecuación 3.5	65
Ecuación 3.6	66
Ecuación 3.7	67
Ecuación 3.8	67
Ecuación 3.9	67
Ecuación 3.10	67
Ecuación 3.11	67

Ecuación 3.12	68
Ecuación 3.13	68
Ecuación 3.14	68
Ecuación 3.15	68
Ecuación 3.16	68
Ecuación 3.17	68
Ecuación 3.18	69
Ecuación 3.19	69
Ecuación 3.20	69
Ecuación 3.21	69
Ecuación 3.22	69
Ecuación 3.23	69
Ecuación 3.24	69
Ecuación 3.25	70
Ecuación 3.26	70
Ecuación 3.27	70
Ecuación 3.28	70
Ecuación 3.29	70
Ecuación 3.30	70
Ecuación 3.31	70
Ecuación 3.32	71
Ecuación 3.33	71
Ecuación 3.34	71
Ecuación 3.35	71
Ecuación 3.36	71
Ecuación 3.37	71
Ecuación 3.38	72
Ecuación 3.39	72
Ecuación 3.40	72
Ecuación 3.41	72
Ecuación 3.42	72

Ecuación 3.43	72
Ecuación 3.44	73
Ecuación 3.45	73
Ecuación 3.46	73
Ecuación 3.47	73
Ecuación 3.48	73