

INFORME PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA NACIONAL 2024-2040

Julio 2024

GERENCIA DE ELECTRICIDAD

DIRECCIÓN PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD
PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS



PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA NACIONAL 2024 – 2040

Elaboración

Este documento fue elaborado en por el equipo de trabajo de Proyecciones y Analítica de Datos, Proceso Planificación de Sistemas, Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad.

El estudio fue realizado entre febrero y abril del 2024.

Revisión

Este documento fue revisado por la Coordinación de Planificación de Sistemas.

Aprobación

Este documento fue aprobado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad.

Reproducción

Se autoriza la reproducción total o parcial de este documento, bajo la condición de que se acredeite la fuente.

Consultas y comentarios

Por favor, dirija sus consultas o comentarios a:

Rainer García Delgado: RGarciaD@ice.go.cr

Tabla de contenido

1	RESUMEN.....	6
2	INTRODUCCION.....	9
3	CARACTERISTICAS DE LAS VENTAS DE ELECTRICIDAD 2023.....	10
3.1	PARTICIPACION DE LAS DISTRIBUIDORAS EN EL MERCADO NACIONAL	10
3.2	COBERTURA ELECTRICA NACIONAL	11
3.3	VENTAS DE ELECTRICIDAD POR SECTOR DE CONSUMO.....	13
4	METODOLOGIA PARA ESTIMAR LA DEMANDA ELECTRICA NACIONAL	14
4.1	PROYECCION DE CORTO PLAZO	14
4.1.1	Modelos predictivos	15
4.1.2	Partición de datos	17
4.1.3	Formulación y evaluación del modelo predictivo	18
4.2	PROYECCION DE LARGO PLAZO.....	19
4.2.1	Modelo de redes neuronales	21
4.2.2	Selección de las variables independientes	21
4.2.3	Estimación del modelo de demanda de largo plazo	23
4.2.4	Información histórica disponible	23
4.2.5	Programación de los modelos de demanda por sector de consumo	24
4.3	PROYECCION DE LAS VARIABLES EXPLICATIVAS	28
4.3.1	PROYECCION DEL NUMERO DE CLIENTES DEL SISTEMA.....	28
4.3.2	PROYECCION DEL PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD.....	30
4.3.3	PROYECCION DE LAS VARIABLES ECONOMICAS	31
4.4	CALCULO DE PÉRDIDAS Y FACTOR DE CARGA	33
4.4.1	PERDIDAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION Y TRANSMISION	33
4.4.2	FACTOR DE CARGA DEL SISTEMA.....	34
5	COMPOSICION DE LOS ESCENARIOS DE DEMANDA	35
6	PROYECCIONES DE VENTAS DE ELECTRICIDAD	37
6.1	SECTOR RESIDENCIAL	37
6.2	SECTOR COMERCIAL (ANTES GENERAL).....	38
6.3	SECTOR INDUSTRIAL	39
6.4	SECTOR ALTA TENSION	40
6.5	ALUMBRADO PUBLICO	41
6.6	VENTAS TOTALES	42
7	RESULTADOS DE PROYECCIONES	44
7.1	PROYECCIONES DE VENTAS DE ELECTRICIDAD CORTO PLAZO	44
7.2	PROYECCIONES DE VENTAS, TRANSMISION Y GENERACION LARGO PLAZO	44

8 ANEXOS.....	47
---------------	----

Anexo

	Pág.
ANEXO 1. Modelado por medio de redes neuronales.....	47
ANEXO 2. Variables explicativas usadas en estudios internaciones para estimar proyecciones de demanda de largo plazo.....	48
ANEXO 3. Variables explicativas usadas en la proyección de demanda de largo de Costa Rica 2023-2040	49
ANEXO 4. Escenarios base de ventas de electricidad por sector	50
ANEXO 5. Escenarios alto de ventas de electricidad por sector	51
ANEXO 6. Escenarios bajo de ventas de electricidad por sector	52
ANEXO 7. Comparación con proyecciones de demanda de años anteriores	53

Figuras

	Pág.
Figura 3-1 Porcentaje de energía vendida por las empresas distribuidoras	10
Figura 3-2 Porcentaje de los clientes atendidos por las empresas distribuidoras	11
Figura 3-3 Áreas de servicio y cobertura eléctrica	12
Figura 3-4 Cobertura eléctrica	12
Figura 3-5 Consumo relativo por sectores	13
Figura 4-1 Diagrama de Red Neuronal	21
Figura 4-2 Nube de proyecciones generadas con redes neuronales.....	25
Figura 4-3 Restricciones para probar la factibilidad de una simulación de ventas	27
Figura 4-4 Relación entre población y clientes eléctricos	28
Figura 4-5 Porcentaje de pérdidas históricas del sistema	34
Figura 4-6 Factor de carga del sistema eléctrico nacional	35
Figura 5-1 Nube de proyecciones de demanda y estadísticos- Sector General	36
Figura 6-1 Proyección de ventas de electricidad para el Sector Residencial 2024-2040..	37
Figura 6-2 Proyección de ventas de electricidad para el Sector General 2024-2040	38
Figura 6-3 Proyección de ventas de electricidad para el Sector Industrial 2024-2040.....	39
Figura 6-4 Proyección de ventas de electricidad para el Sector Alta Tensión 2024-2040	40
Figura 6-5 Proyección de ventas de electricidad para el Sector Alumbrado Público 2024-2040	41
Figura 6-6 Proyección de ventas de electricidad por sectores 2024-2040. Escenario medio	42
Figura 6-7 Proyección de ventas de electricidad totales 2024-2040.....	43

Tablas

Pág.

Tabla 4-1. Variables explicativas de la demanda eléctrica para el largo plazo	22
Tabla 4-2. Información histórica.....	24
Tabla 4-3 Límite de máximo crecimiento.....	26
Tabla 4-4 Límite de máximo decrecimiento.....	26
Tabla 5-1. Selección de percentiles para cada sector	36
Tabla 7-1. Proyección de ventas de energía para el corto plazo. Escenario medio.....	44

SIGLAS

ARESEP	Autoridad Reguladora de Servicios Públicos
ARIMA	Autorregresivo (AR) Integrado (I) Mediamóvil (MA)
BCCR	Banco Central de Costa Rica
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
COOPEALFARORUIZ	Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L
COOPEGUANACASTE	Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste
COOPELESCA	Cooperativa de Electrificación de San Carlos
COOPESANTOS	Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos
CRUSA	La Fundación Costa Rica Estados Unidos para la Cooperación
CTP	Consejo de Transporte Público
DER	Demand Energy Respond
GAM	Gran Área Metropolitana
GD	Generación Distribuida
GIZ	Agencia de cooperación Alemana para el Desarrollo
GLP	Gas Licuado de Petróleo
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
INCOFER	Instituto Costarricense de Ferrocarriles
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IVA	Impuesto al Valor Agregado
JASEC	Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MOPT	Ministerio de Obras Públicas y Transportes
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PIB	Producto Interno Bruto
PNE	Plan Nacional de Energía
RNA	Redes Neuronales Artificiales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
TELCA	Tren Eléctrico Limonense de Carga
TRP	Tren Rápido de Pasajeros
VAI	Valor Agregado Industrial
VACA	Valor Agregado Comercial Ampliado
VAC	Valor Agregado Comercial

(esta página intencionalmente en blanco)

1 RESUMEN

La formulación de las proyecciones de la demanda de electricidad que deberá atender el sistema en el largo plazo es uno de los elementos fundamentales de la planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La demanda de largo plazo se calcula proyectando por separado el crecimiento de cinco sectores: Residencial, General, Industria, Alta tensión y Alumbrado Público. A partir de las proyecciones de la demanda de cada sector, se obtiene la demanda agregada para Costa Rica.

La demanda de los sectores de consumo se estima en función de proyecciones de variables económicas y demográficas y el consumo histórico de los mismos. Se define un escenario base de desarrollo de la actividad económica del país, del crecimiento de la población y de la evolución de los precios, y a partir de éste se deriva la proyección por sectores de consumo.

Para la proyección se supone que se puede encontrar un modelo de demanda, invariante en todo el horizonte de esta misma, capaz de relacionar el consumo de energía para cada sector con una serie de variables independientes que lo pueden explicar (clientes, precio y variables económicas).

La metodología involucra una proyección de corto y largo plazo. En la simulación de corto plazo, correspondiente al primer año de la proyección, se trabaja utilizando métodos recursivos tendenciales y series de tiempo. Para ello se utilizaron modelos ARIMA (por sus siglas en inglés Autoregressive Integrated Moving Average), Holt-Winters aditivo, Redes Neuronales, que permite pronosticar series de tiempo que poseen una tendencia y un patrón estacional.

En la simulación de largo plazo, se toma los años de la primera etapa o del corto plazo para conformar la serie de datos histórica. En esta etapa se trabaja con modelos de simulación basados en Redes Neuronales Artificiales (RNA), técnica de inteligencia artificial que trata de emular el comportamiento del cerebro humano mediante algoritmos matemáticos.

A efectos de considerar la incertidumbre asociada a este tipo de estimaciones futuras, se calculan proyecciones para escenarios medio (o base), alto y bajo.

A nivel país el crecimiento económico de 2023, según el Informe de Política Monetaria del Banco Central de Costa Rica¹ (BCCR), se señala “en el cuarto trimestre del 2023 la actividad económica moderó su ritmo de crecimiento en comparación con el previo, aunque se mantuvo robusto”, reflejado con 5.1% del PIB, superando la demanda nacional del 3.56%.

¹ BCCR: Informe de Política Monetaria del Banco Central de Costa Rica. Enero 2024. Pág. 5

Por lo anterior, durante el cuarto trimestre de 2023 destacan, por componentes del gasto: la aceleración del consumo privado, el incremento en la inversión y la moderación en el crecimiento de las exportaciones, mientras que, por actividad económica sobresalen la recuperación en la agricultura y la construcción, así como la aceleración en la manufactura.

El BCCR estima que la economía nacional pasará de un crecimiento del 5.1% en 2023, a un crecimiento promedio de 4% en el 2024-2025, que sería impulsado, principalmente por la demanda interna, en particular por la inversión y del consumo de hogares y de Gobierno.

En este documento se presentan las proyecciones de demanda de largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional del período 2024-2040 para los escenarios alto, medio y bajo. Como resultado, para el presente año 2024 en escenario medio, se tendrá un crecimiento cerca 4.2% y 5.7% escenario alto.

El crecimiento del período 2024-2040 para el escenario medio se estimó en 2.28% en energía, y 1.90% para potencia.

(esta página intencionalmente en blanco)

2 INTRODUCCION

La estimación de la demanda eléctrica que deberá atender el Sistema Eléctrico Nacional en el largo plazo permite, suplir de energía eléctrica al país a través de una infraestructura confiable y económica, programando adecuadamente en el tiempo las inversiones requeridas. La actualización periódica de las proyecciones de la demanda eléctrica de largo plazo es uno de los procesos fundamentales de la planificación eléctrica nacional.

Las estimaciones realizadas se refieren a todo el Sistema Eléctrico Nacional, cubriendo un horizonte de 2024-2040, brindando una referencia del crecimiento gradual del mercado que permite orientar las decisiones del sector eléctrico a mediano y largo plazo.

En las proyecciones se utilizan, entre otras variables, estimaciones del crecimiento macroeconómico del país realizadas por el Banco Central de Costa Rica para 2024-2027 y del crecimiento de población publicadas por el Instituto Nacional de Estadística y Censos.

El proceso de formulación de proyecciones de demanda contempla una permanente actualización y mejora de la metodología y las variables que lo alimentan, pero los resultados no se eximen de la incertidumbre natural que reviste este tipo de procesos, máxime por la correlación fuerte con las variables macroeconómicas, las cuales, como lo indica BCCR² “incorpora la mejor información disponible al momento, pero está sujeta a riesgos...”. Para mitigar los efectos de esta incertidumbre, se estiman proyecciones para tres escenarios de crecimiento: medio, alto y bajo. Con ello se pretende dirigir razonadamente las acciones a desarrollar ante diferentes escenarios potenciales.

Las proyecciones de demanda contenidas en este documento se estimaron utilizando métodos recursivos tendenciales para el corto plazo, y modelos multivariados en redes neuronales artificiales (RNA) para el largo plazo.

En el documento se presentan las proyecciones de demanda de largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional para el período 2024-2040, para los tres escenarios de demanda mencionados.

² BCCR: Informe de Política Monetaria del Banco Central de Costa Rica. Enero 2024. Pág. 9

3 CARACTERISTICAS DE LAS VENTAS DE ELECTRICIDAD 2023

3.1 PARTICIPACION DE LAS DISTRIBUIDORAS EN EL MERCADO NACIONAL

La distribución y comercialización de energía eléctrica en Costa Rica es responsabilidad de ocho empresas de servicio público. Estas empresas son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y su subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL); dos empresas municipales, Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC); y cuatro cooperativas de electrificación rural, Coopeguanacaste, Coopelesca, Coopesantos y Coopealfaro.

Existen clientes conectados directamente al sistema de transmisión en alta tensión del ICE, pero ya que no se alimentan a través de la red de distribución de la empresa no se incluyen en esta sección.

Durante el año 2023, las empresas distribuidoras atendieron 1 959 671 clientes, registrando ventas de energía de 11 131 GWh. En la Figura 3-1 y 3-2 se muestra la participación porcentual de cada empresa distribuidora en la venta de energía y cantidad de clientes abastecidos, siendo el ICE la empresa con mayor participación en las dos categorías.

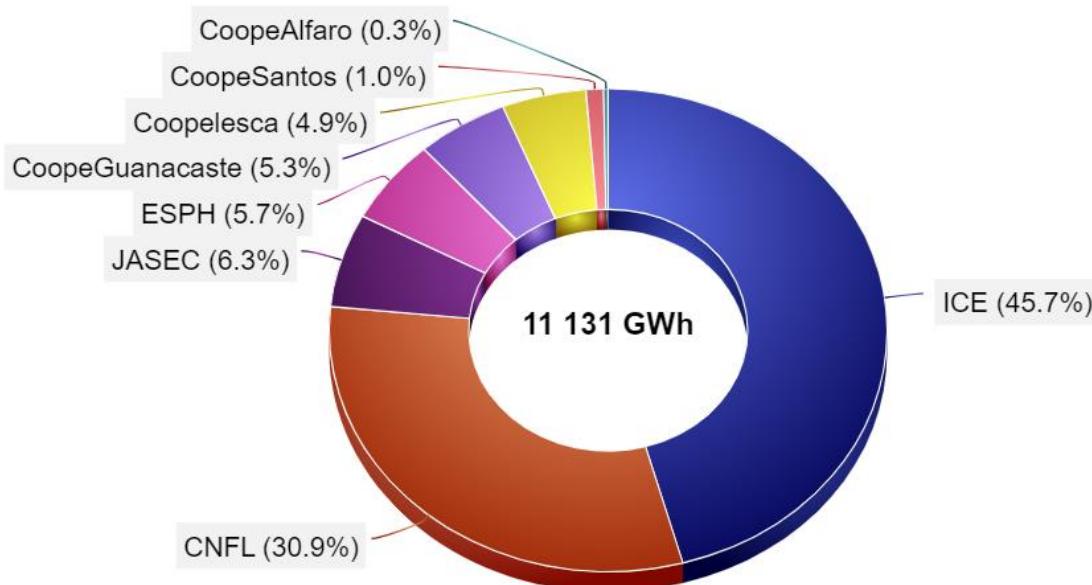


Figura 3-1 Porcentaje de energía vendida por las empresas distribuidoras

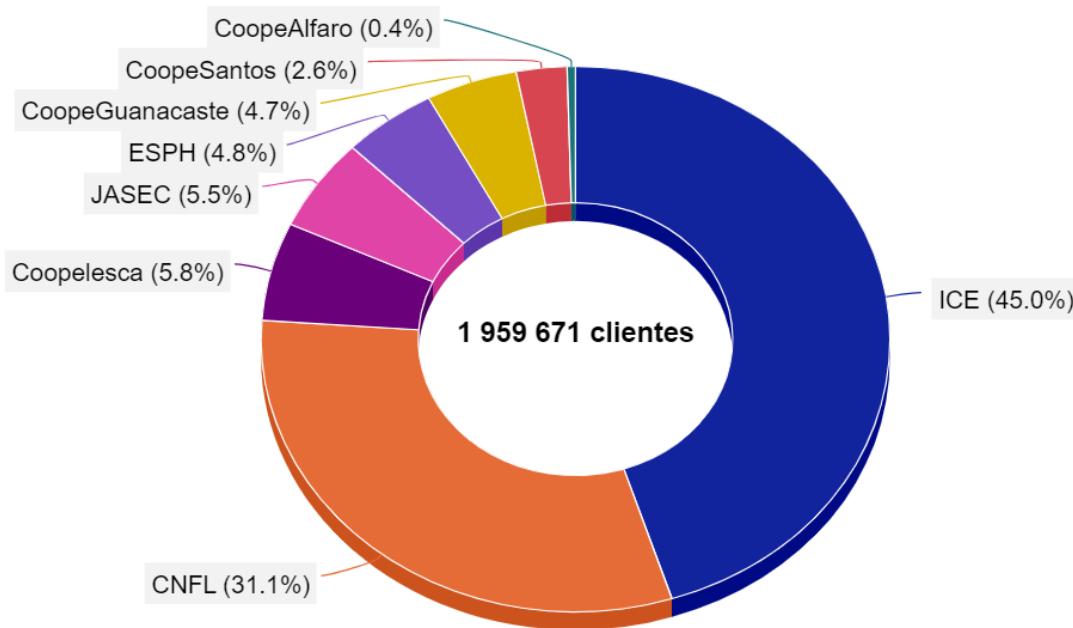


Figura 3-2 Porcentaje de los clientes atendidos por las empresas distribuidoras

3.2 COBERTURA ELECTRICA NACIONAL

El grado de cobertura eléctrica es un índice que muestra el acceso de la población al servicio público de las redes eléctricas. Se calcula como el cociente de las viviendas con acceso a redes eléctricas entre el total de viviendas del país. Se actualiza cada dos años.

La Figura 3-3 muestra el área de servicio de cada una de las empresas distribuidoras y en la Figura 3-4 la evolución de la cobertura. La cobertura³ del país a setiembre del 2023 se estimó en 99.4%, representando un total 10127 viviendas ocupadas sin cobertura eléctrica. Por lo distante de las zonas no atendidas, completar una cobertura del 100% representa un gran esfuerzo económico para el país y el trabajo conjunto y coordinado de todas las empresas distribuidoras.

Todas las empresas distribuidoras del país, que en conjunto alcanzan la cobertura indicada, están interconectadas y servidas por el Sistema de Transmisión o por circuitos del sistema de distribución del ICE.

³ Índice de Cobertura Eléctrica 2022. PyAD. febrero 2024.

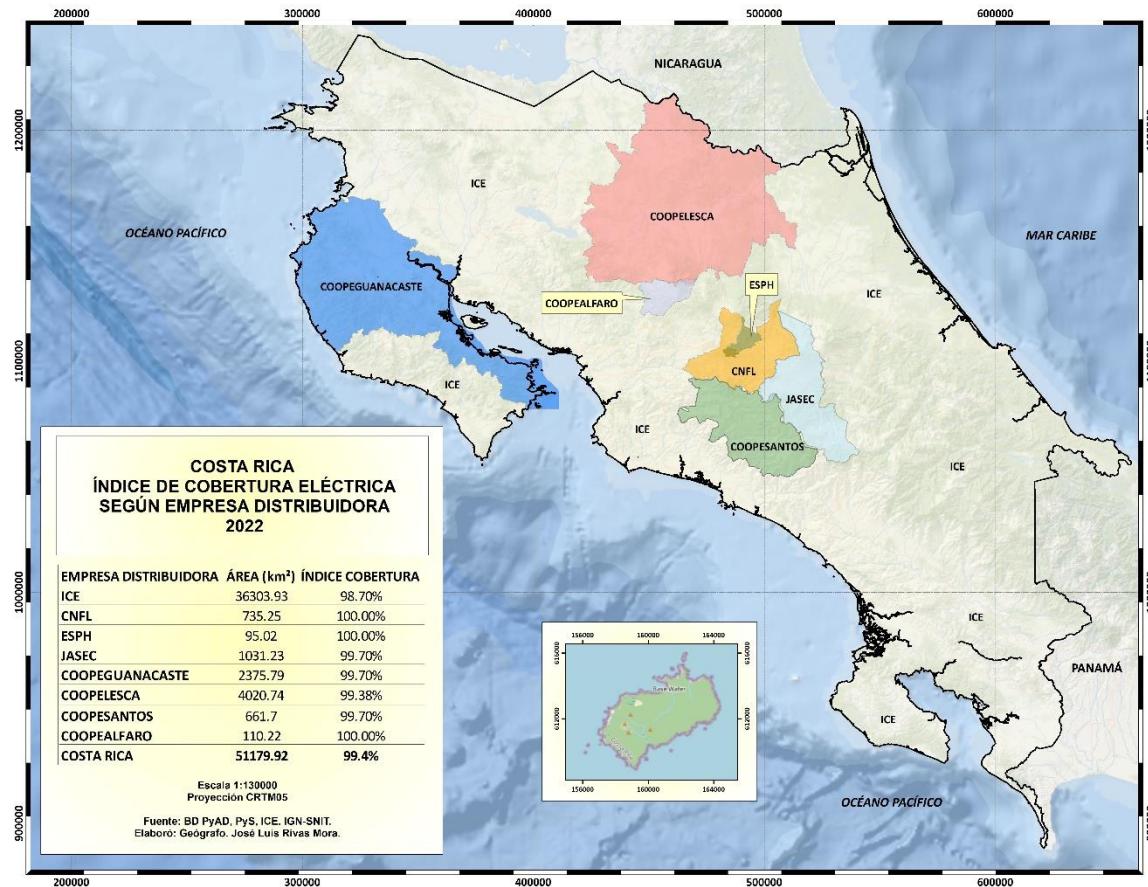


Figura 3-3 Áreas de servicio y cobertura eléctrica

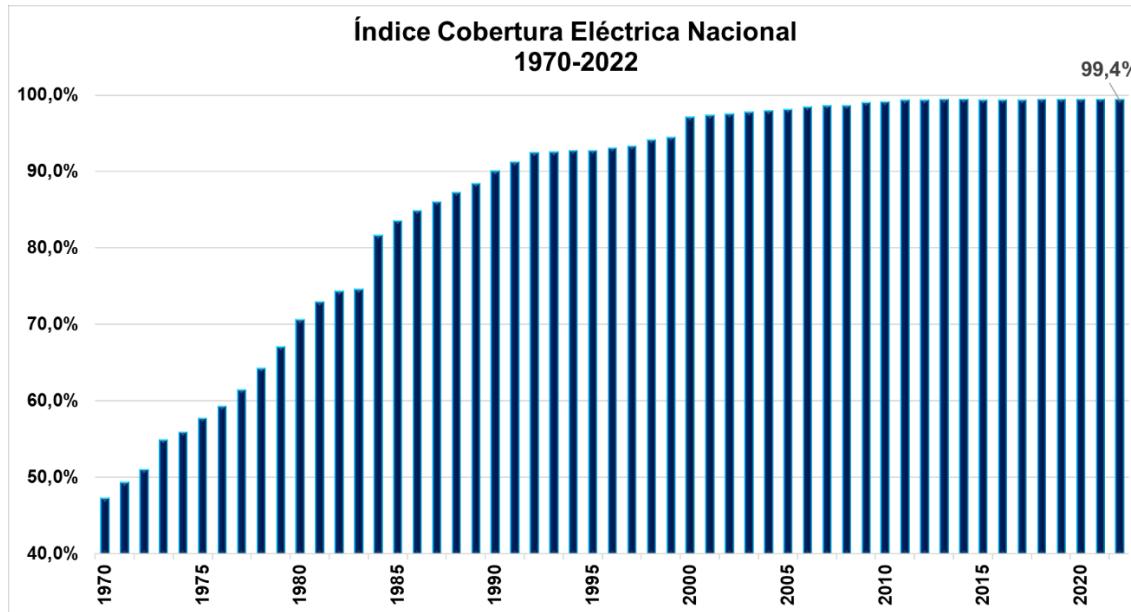


Figura 3-4 Índice Cobertura Eléctrica Nacional

3.3 VENTAS DE ELECTRICIDAD POR SECTOR DE CONSUMO

En el año 2023, las ventas de energía a clientes directos alcanzaron 11 130.6 GWh, de los cuales 10 611.8 GWh fueron servidos por las empresas distribuidoras y 518.8 GWh se vendieron a clientes de alta tensión⁴.

La demanda se agrupa en cinco sectores de consumo: General, Residencial, Industrial, Alta tensión y Alumbrado Público. El sector industrial agrupa la gran industria y la industria menor.

En la Figura 3-5 se muestra la participación porcentual de cada sector registrada en 2023, siendo el sector Residencial el de mayor consumo y el Alumbrado Público el de menor consumo.

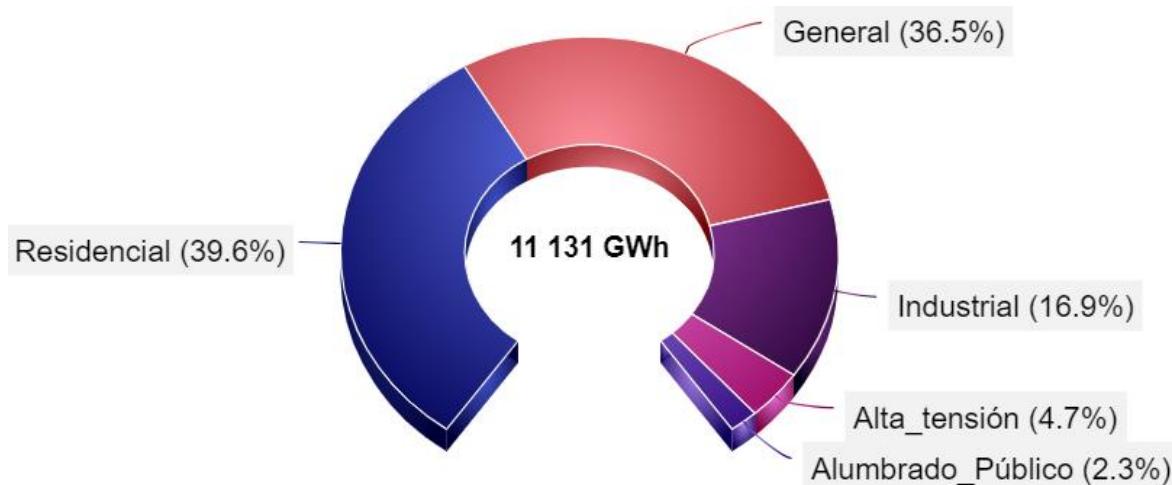


Figura 3-5 Consumo relativo por sectores

⁴ Datos mensuales de ventas de energía por empresa distribuidora y sector de consumo, 2023. ICE.

4 METODOLOGIA PARA ESTIMAR LA DEMANDA ELECTRICA NACIONAL

Las proyecciones de demanda se actualizan anualmente. Cada año se introducen mejoras en los métodos de proyección a efecto de optimizar los procesos de predicción.

A partir de la proyección de demanda del 2018, se proyecta de manera independiente el corto y largo plazo para cada uno de los sectores de consumo. Esta condición permitió utilizar modelos de simulación diferentes en cada etapa y con ello representar mejor las series de datos en las simulaciones.

El proceso de proyección se realiza en dos etapas secuenciales. En la simulación de corto plazo, se trabaja utilizando métodos recursivos tendenciales y series de tiempo, estimado a tres años. En la simulación de largo plazo, se toman los resultados de la primera etapa los años necesarios estimados según el analista, para conformar la serie de datos histórica. En esta etapa se trabaja con modelos de redes neuronales y variables explicativas del consumo por sector.

4.1 PROYECCION DE CORTO PLAZO

La formulación de las proyecciones de corto plazo es esencial para entender y anticipar las tendencias en las ventas de electricidad en un período cercano, ofreciendo una visión general de lo que se puede esperar en los próximos meses o años.

La metodología aplicada utiliza modelos recursivos tendenciales, que permite predecir con registros observados en el pasado como continuarán en el futuro con una resolución de datos mensuales.

Es crucial entender que toda predicción está sujeta a incertidumbre que puede cambiar rápidamente debido a factores imprevistos, como crisis económicas, cambios políticos o eventos naturales.

Los modelos propuestos estiman un horizonte de tres años, utilizando: ARIMA, Holt-Winters y Redes Neuronales. En el caso de los dos primeros modelos, suscitan dos sub-modelos ARIMA Calibrado y Holt-Winters Calibrado, que tiene un proceso de validación para obtener el mejor desempeño y rendimiento de los parámetros.

La proyección se realiza de manera independiente, para cada uno de los sectores de consumo descritos en la sección 3.3:

- Residencial
- General
- Industrial
- Alta Tensión

- Intel
- APM
- Resto Alta tensión
- Alumbrado Público

4.1.1 Modelos predictivos

Los modelos predictivos son algoritmos o sistemas que utilizan datos históricos para prever resultados futuros. Estos modelos se construyen mediante el análisis de datos pasados y la identificación de patrones y relaciones entre variables. Una vez que se ha entrenado un modelo con suficientes datos históricos, puede utilizarse para hacer predicciones sobre nuevos datos o eventos.

4.1.1.1 Descripción del Modelo Holt-Winters

Las series de tiempo de demanda mensual muestran una tendencia y un patrón estacional. El modelo Holt-Winters aditivo produce resultados de proyección acordes con ese comportamiento. Los componentes del modelo se describen como sigue:

a. **Suavizado exponencial simple (l_t):** Esta componente es autorregresiva y tiene la particularidad de que los coeficientes están en función de un único parámetro, los cuales se atenúan conforme más distantes se encuentran del valor a predecir.

$$l_t = \alpha X_t + (1 - \alpha)\alpha X_{t-1} + (1 - \alpha)^2\alpha X_{t-2} + \dots + (1 - \alpha)^{t-1}\alpha X_1 + (1 - \alpha)^t l_0$$

donde:

t : orden del modelo.

l_t : implementa el suavizado exponencial simple.

α : parámetro de control del suavizado exponencial simple.

X_t : serie de tiempo.

b. **Corrección por tendencia (b_t):** Esta corrección modifica el componente de suavizado exponencial simple para considerar la tendencia de la serie de tiempo y su variabilidad.

$$X_{t+\tau} = l_t + \tau b_t$$

donde:

$$l_t = \alpha X_t + (1 - \alpha)(l_{t-1} + b_{t-1})$$

$$b_t = \beta(l_t - l_{t-1}) + (1 - \beta)b_{t-1}$$

β : parámetro de control de la corrección por tendencia.

c. **Estacionalidad (ζ)**: Esta componente capacita al modelo para la representación de la estacionalidad:

$$X_{t+\tau} = l_t + \tau b_t + s n_t$$

donde:

$$l_t = \alpha(X_t - s n_{t-p}) + (1 - \alpha)(l_{t-1} + b_{t-1})$$

$$b_t = \beta(l_t - l_{t-1}) + (1 - \beta)b_{t-1}$$

$$s n_t = \zeta(X_t - l_t) + (1 - \zeta)s n_{t-p}$$

p : periodo de la estacionalidad.

4.1.1.2 Descripción del Modelo ARIMA

El modelo ARIMA (modelo autorregresivo integrado de media móvil), se encuentra entre los modelos más robustos y ampliamente utilizados para el análisis de series temporales, permitiendo analizar datos temporales para descubrir patrones, hacer pronósticos e identificar otros elementos dinámicos dentro de los datos.

Este modelo combina tres componentes básicos:

- i. AR (Autoregressive) - Autorregresivo: Un modelo que usa la dependencia entre una observación y un número de observaciones pasadas.
- ii. I (Integrated) - Integrado: Diferenciación de observaciones (la diferencia entre una observación y su anterior) para hacer la serie temporal estacionaria.
- iii. MA (Moving Average) - Media móvil: Un modelo que utiliza la dependencia entre una observación y un residuo de error de un modelo de media móvil aplicado a observaciones pasadas.

Los modelos autorregresivos se basan en la idea de que el valor actual de la serie, X_t puede explicarse en función de los valores p pasados $X_{t-1}, X_{t-2}, \dots, X_{t-p}$, donde p determina el número de regazos necesarios para pronosticar un valor actual.

El proceso de media móvil supone linealidad, el valor actual de la serie X_t , está influenciado por los valores de la fuente externa. Quiere decir, que utiliza los errores de las regresiones pasadas, para obtener algo mejor.

$$X_t = \theta_0 - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \theta_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q} - \varepsilon_t$$

4.1.1.3 Descripción del Modelo Autorregresivos Redes Neuronales

En el campo del análisis de series temporales, los modelos autorregresivos han sido una herramienta fundamental durante décadas, permitiendo modelar y predecir datos que varían a lo largo del tiempo. Sin embargo, con el auge de la inteligencia artificial, una nueva generación de modelos ha empezado a destacarse: los modelos autorregresivos con redes neuronales. Esta integración combina la robustez de los métodos estadísticos tradicionales con la potencia y flexibilidad de las redes neuronales modernas.

Modelo autorregresivo (AR): Un modelo autorregresivo es un tipo de modelo de regresión en el que los valores futuros de una serie se predicen como una combinación lineal de los valores pasados. La idea principal es que las observaciones pasadas en una serie temporal pueden proporcionar información útil sobre el futuro.

Redes neuronales: Las redes neuronales son sistemas de algoritmos inspirados en el funcionamiento del cerebro humano, diseñados para reconocer patrones. Aprenden a realizar tareas al considerar ejemplos, generalmente sin estar programadas con reglas específicas de tarea.

Esta integración de modelos autorregresivos con redes neuronales, aprovechan las redes neuronales para modelar la relación entre los valores pasados y futuros de una serie temporal. La clave de estos modelos radica en su capacidad para captar y modelar complejidades no lineales y patrones en los datos, algo que los modelos autorregresivos tradicionales pueden no manejar eficientemente.

4.1.2 Partición de datos

En el análisis predictivo, la precisión de las proyecciones depende en gran medida de la calidad y la distribución de los datos utilizados para entrenar los modelos. La partición adecuada de los datos en conjuntos de entrenamiento y prueba es fundamental para garantizar que los modelos sean robustos y generalicen bien a nuevos datos.

Los datos históricos de ventas de electricidad disponibles se dividieron en dos conjuntos: entrenamiento y prueba. Los datos de entrenamiento se utilizan para entrenar el modelo para ajustar los parámetros del modelo y con los datos de prueba se evalúa el rendimiento con datos observados. Los datos históricos utilizados poseen una resolución mensual.

La proyección de corto plazo de ventas de energía 2024, considera como datos de entrenamiento el período del 2007 – 2022, y como datos de prueba el año 2023.

Considerando la magnitud de las ventas de energía y los patrones de consumo recientes de las empresas Intel y APM Terminal, las proyecciones de ventas de

energía se realizaron desagregando las ventas de energía de estas empresas. Para esta tarea, se efectuó un tratamiento de datos de establecer series de tiempo que permiten realizar proyecciones específicas para cada una de las empresas, considerando periodos de entrenamiento diferentes.

- En el caso de Intel,
 - Entrenamiento 2015-2022 y prueba 2023
- APM Terminal
 - Entrenamiento 2018-2022 y prueba 2023

4.1.3 Formulación y evaluación del modelo predictivo

La formulación de las proyecciones, se realizan para cada sector de consumo, calibrando los modelos predictivos: Holt-Winters, Holt-Winters Calibrado, ARIMA, ARIMA Calibrado y Redes Neuronales. La calibración utiliza los datos de entrenamiento para determinar los parámetros de los métodos que optimizan la calidad de los modelos predictivos en el periodo de prueba.

La selección del mejor método se efectúa a través de evaluaciones con los siguientes indicadores estadísticos:

1. Error relativo (ER): Porcentualiza la diferencia de lo pronosticado sobre lo ocurrido en la realidad, indica en que porcentaje relativo a lo real se equivocó el pronóstico.

$$ER = \frac{\sum_{i=1}^N |P_i - R_i|}{\sum_{i=1}^N |R_i|}$$

donde:

N : número de datos a pronosticar

P_i : valor pronosticado en el tiempo i

R_i : valor real ocurrido en el tiempo i

2. Error Cuadrático Medio (MSE): Promedio de los errores elevados al cuadrado

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (R_i - P_i)^2$$

3. Raíz Error Cuadrático Medio (RSME): Raíz del promedio de los errores elevados al cuadrado

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (R_i - P_i)^2}$$

4. Porcentaje de Fallos Hacia Arriba (PFA): Indica en cuántos de los datos pronosticados, el valor pronosticado por el modelo fue mayor al valor real.

$$PFA = \sum_{i=1}^E 1/N$$

donde:

E : número de datos en los que lo real fue menor al pronóstico.

5. Porcentaje Total de Fallos Hacia Arriba (PTFA): Indica el porcentaje de error del total que corresponde a la diferencia entre lo real y el pronóstico, pero solo de los datos en los que el pronóstico fue mayor que la realidad.

$$PTFA = \frac{\sum_{i=1}^E |P_i - R_i|}{\sum_{i=1}^E |R_i|}$$

4.2 PROYECCION DE LARGO PLAZO

La demanda eléctrica se estima utilizando un modelo de redes neuronales, a partir de posibles escenarios de desarrollo de la actividad macroeconómica del país, como lo son el precio de la energía y el crecimiento de la población. La metodología supone que se puede encontrar un modelo de demanda, invariante en todo el horizonte de proyección, capaz de relacionar el consumo de energía con una serie de variables independientes que lo pueden explicar.

La proyección de la demanda eléctrica nacional para el largo plazo es el agregado de las demandas estimadas, de manera independiente, para cada uno de los cinco sectores de consumo detallados en la sección 3.3:

- Residencial
- General
- Industrial
- Alta Tensión
- Alumbrado Público

Históricamente las proyecciones de demanda del sector Industrial se realizaban de manera independiente para dos grupos de clientes: Industria Menor y Gran Industria. A partir del año 2018 estos dos grupos se integran con el objeto de mejorar la simulación de este sector.

Debido al aumento significativo de los clientes en Alta Tensión en los últimos años, para la proyección realizada en el 2024, el sector Alta Tensión se proyecta desagregado del sector Industrial. De la misma forma, empresa como Intel y APM

Terminal que pertenecen al sector mencionado, se estiman las futuras demandas por separado, agregándolas a dicho sector de consumo.

El modelo de demanda de cada sector relaciona las ventas a clientes directos con las variables explicativas correspondientes, utilizando redes neuronales, una técnica de inteligencia artificial capaz de modelar sistemas a partir del conocimiento de sus entradas y salidas.

El procedimiento utilizado para la estimación de la demanda de largo plazo se puede resumir de la siguiente forma:

1. Se definen las variables explicativas de cada sector de consumo.
2. Se introduce en la base de datos del escenario base, las proyecciones de corto plazo para los tres años calculados, esta información es tratada dentro de la proyección de largo plazo como datos históricos. Es importante aclarar, que para la proyección 2024-2040 se consideró un año de la proyección de corto plazo, dada la incertidumbre en el corto plazo por la incidencia del contexto pandémico y geopolítico del momento.
3. Se proyectan los valores de las variables explicativas, de cada sector para todo el horizonte de la proyección 2024-2040.
4. Se entrena las redes con los datos históricos de demanda y de las variables explicativas.
5. Con las redes entrenadas para cada sector, se procede a calcular las ventas a clientes finales, en el horizonte de proyección 2024-2040.
6. Se identifican tres escenarios de demanda (medio, alto y bajo), utilizando medidas estadísticas en función de la distribución de probabilidad de las ventas futuras estimadas con redes neuronales para todo el horizonte de proyección.
7. Se agregan las ventas por sector para obtener las ventas nacionales para cada escenario.
8. Se calculan las demandas de energía y potencia de los sistemas de generación y transmisión.

Los modelos de redes neuronales artificiales entrenados (RNA), proveen una estimación de las ventas a clientes finales en cada sector de consumo. Las demás proyecciones, como la demanda de generación, la demanda de transmisión y la potencia, son derivadas de la proyección de ventas.

4.2.1 Modelo de redes neuronales

Del año 2003 hasta el 2012, las funciones de demanda de los diferentes sectores de consumo se estimaron con métodos de cointegración. A partir del 2013 se utiliza el método de inteligencia artificial de redes neuronales para la estimación de la demanda de largo plazo del país.

Las redes neuronales (RNA) son una técnica de inteligencia artificial que trata de emular el comportamiento del cerebro humano y sus neuronas mediante algoritmos matemáticos. En esta aplicación particular, la red neuronal adquiere conocimiento de la demanda de energía eléctrica de cada sector de consumo, por medio de un proceso de aprendizaje que usa como materia prima los datos históricos. En la Figura 4-1 se muestra un esquema típico de una red neuronal.

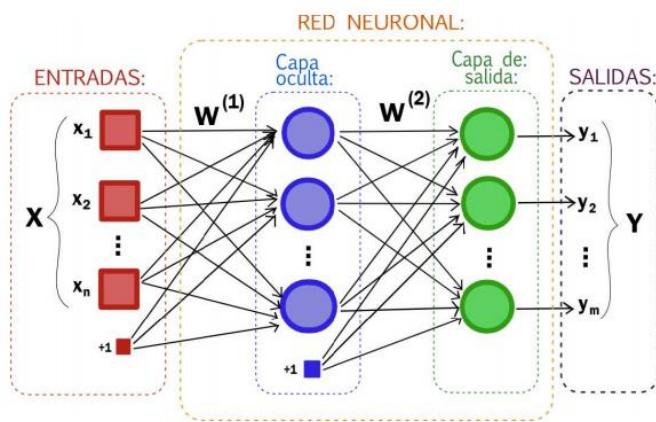


Figura 4-1 Diagrama de Red Neuronal
Fuente: <http://www.diegocalvo.es/perceptron-multicapa/>

El método de redes neuronales fue adoptado para la proyección de demanda de largo plazo con base en un estudio realizado en el año 2012⁵. La eficacia de la metodología de RNA fue nuevamente revisada en el año 2016, por Centro de Investigación en Sistemas de Potencia del ICE, validando las bondades del método.

4.2.2 Selección de las variables independientes

Las variables explicativas, también conocidas como variables independientes, son aquellos factores o características que se utilizan para explicar o predecir el comportamiento de una variable dependiente en un análisis estadístico o modelo econométrico

Las variables explicativas, se identificaron a partir de una exhaustiva revisión estadística de los principales factores que muestran una correlación con la demanda

⁵ En el Anexo 1 se detalla el estudio “Modelado por medio de redes neuronales”, realizado por Alex Vásquez Castillo.

eléctrica de cada sector de consumo. Esta revisión se hizo en el año 2002, usando los registros históricos de los años 1991-2001. La pertinencia de las variables utilizadas fue valorada nuevamente, en estudios realizados en los años 2016 y 2017⁶.

La bondad de la metodología de proyecciones de demanda eléctrica, comprendida como el método de proyección y las variables que lo alimentan. Se concluye que las variables explicativas utilizadas para la proyección de la demanda de electricidad de largo plazo son adecuadas para asegurar proyecciones válidas, y que las Redes Neuronales Artificiales como técnica de proyección de demanda de largo plazo, son pertinentes para la solución de este tipo de problemas predictivos.

Adicionalmente, en el estudio indicado “Modelado por medio de redes neuronales” se verifica que las variables usadas en las proyecciones corresponden a lo que es usual en este tipo de análisis en otros mercados. La investigación muestra que hay una gran convergencia en estudios internacionales con respecto a las variables decisivas en análisis de proyecciones de demanda. En el Anexo 2 puede observarse un resumen de la investigación de variables.

Las variables que alimentan los modelos de demanda se refieren a los siguientes elementos:

- Número de clientes residenciales y del sector eléctrico nacional
- Precio medio de la electricidad para cada sector
- Variables macroeconómicas del país:
 - Valor Agregado Industrial (VAI)
 - Valor Agregado Comercial Ampliado (VACA), cuya estimación se explica más adelante.

Las variables que se utilizan en cada sector de consumo se resumen en la

Tabla 4-1.

Tabla 4-1. Variables explicativas de la demanda eléctrica para el largo plazo

SECTOR DE CONSUMO	NUMERO CLIENTES		PRECIO DE LA ENERGIA POR SECTOR				VARIABLES ECONOMICAS		VENTAS Históricas
	Residencial	SEN	Residencial	General	Industrial	Alta Tensión	VAI	VACA	
Residencial	X		X						X
General				X					X X
Industria Total					X				X X
Alta Tensión						X	X		X
Alumbrado Público		X							X

Precio: promedio ponderado por sector del precio de venta al cliente final.

VAI: Valor Agregado Industrial

VACA: Valor agregado Comercial Ampliado

⁶ El detalle de este estudio puede consultarse en el documento “Análisis de la suficiencia y pertinencia de las variables explicativas del modelo de estimación de demanda eléctrica, DPS, ICE, julio 2017”.

4.2.3 Estimación del modelo de demanda de largo plazo

Para formular el modelo de demanda de cada sector de consumo, se entrenaron redes neuronales en MATLAB®R2017b. Esta herramienta informática posee algoritmos de optimización, ajustados especialmente para su uso en aplicaciones de este tipo. De esta manera se definen los parámetros que permiten que las redes neuronales mapeen adecuadamente los datos de entrada provistos, en las salidas correspondientes.

En los incisos siguientes se explica cómo se formula el modelo de demanda de largo plazo para cada sector de consumo. Se indica la información histórica disponible, el tratamiento que se da a la misma, las características de la programación del modelo y su validación.

4.2.4 Información histórica disponible

La información histórica que nutre los modelos para las proyecciones depende de cada sector, como se aprecia en la Tabla 4-2 y su acotación se subordina a la disponibilidad de datos. En caso de los sectores Residencial y Alumbrado Público, se tienen 40 años de información histórica disponible, correspondiente a la serie de datos del año 1983 al 2022.

Para el sector General, está delimitado por la información relativa a las estadísticas macroeconómicas del Banco Central de Costa Rica (BCCR) y se dispone de datos del año 1991 al 2022.

El BCCR, cada cinco años actualiza el año de referencia. Para el año 2020, realiza la conversión usando como base la estructura productiva del 2017, sigue cubriendo retrospectivamente hasta el año 1991, por lo que la serie histórica de la base de datos de indicadores económicos usados en la proyección de demanda se restringe a ese período.

Para los sectores Industrial y Alta Tensión los datos históricos están limitados por el precio de tarifa, del cual se tienen registros desde 1994.

En la Tabla 4-2 se muestra un resumen de la información histórica disponible.

Tabla 4-2. Información histórica

Registros históricos		
Sector de consumo	Rango de años	Cantidad de datos
Residencial	1983-2023	41
General	1991-2023	33
Industria	1994-2023	30
Alta tensión	1994-2023	30
Alumbrado Público	1983-2023	41
1991 por actualización base de BCR		

Los datos históricos disponibles de cada sector se usan para el proceso de aprendizaje de las redes. Esta información se divide en tres conjuntos de datos: entrenamiento, validación y prueba; según el propósito con el que se usan los datos. Los datos de entrenamiento permiten entrenar los modelos y la calidad va a ser directamente proporcional a la calidad de los datos. Los datos de validación permiten seleccionar entre diferentes parámetros, según el desempeño de la red frente a datos de entrada nuevos. Los datos de prueba permiten generar un índice del error de estimación de la red, al aplicar entradas totalmente desconocidas para la red durante su etapa de aprendizaje. De esta manera, la información histórica se divide de la siguiente manera:

- Entrenamiento: 80% de los datos
- Validación: 10% de los datos
- Pruebas: 10% de los datos

4.2.5 Programación de los modelos de demanda por sector de consumo

La programación de los modelos de demanda para el largo plazo se realizó utilizando MATLAB®R2017b.

En la Figura 4-2 se observan proyecciones de miles de redes entrenadas con información histórica, para las cuales se ha verificado que se ajustan bien a datos reales. La amplia dispersión de los resultados para el período de proyección muestra la incertidumbre asociada a las estimaciones de demanda.

A pesar de esa dispersión, las proyecciones generadas permiten identificar una región con mucho mayor densidad de resultados donde se considera que será más probable encontrar la demanda real futura.

La parametrización de los modelos se realizó de la manera siguiente:

Cantidad de neuronas en la capa oculta

Se obtiene una buena representación de la demanda utilizando siete neuronas en una capa oculta. Para todos los sectores, la respuesta fue coherente con los resultados obtenidos usando un número mayor de neuronas. Además, el algoritmo de entrenamiento presenta un buen rendimiento, es decir, encuentra una buena cantidad de RNA por unidad de tiempo.

Estimación del modelo de demanda

Cada ejercicio de entrenamiento genera una proyección de ventas en el horizonte planteado. Cada vez que se repite éste, se obtiene una proyección de ventas diferente, pero igualmente válida desde el punto de vista teórico. Al repetir este proceso miles de veces para cada sector de consumo, se genera una nube de proyecciones de demanda similar a las de la Figura 4-2.

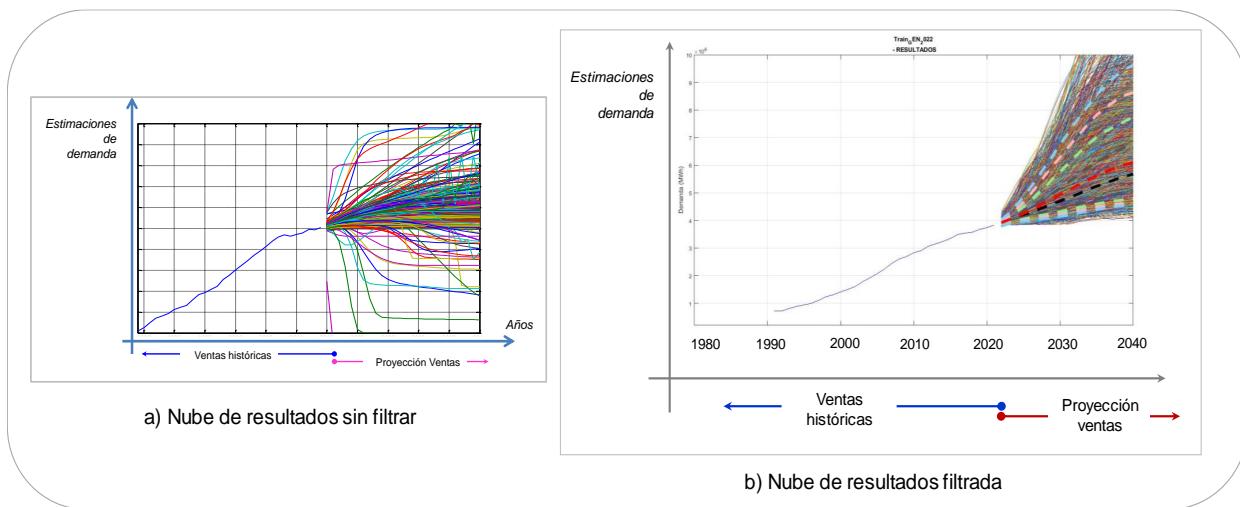


Figura 4-2 Nube de proyecciones generadas con redes neuronales

En la gráfica de la izquierda de la Figura 4-2 se evidencia que cientos de redes son soluciones del problema, pero algunas presentan comportamientos atípicos. Para superar esta situación se definieron criterios basados en el comportamiento histórico de las ventas, que permitieran filtrar las redes neuronales que generan proyecciones no realistas. De esta manera, los estadísticos que se deducen de la nube de proyecciones no se verán afectados por estos casos y proporcionarán una mejor representación de la demanda.

El filtrado consistió en seleccionar aquellas RNA cuya proyección cumpliera con las restricciones:

1. $R^2 > 0.90$, para todos los sectores. El coeficiente de determinación R^2 se calculó como sigue:

$$SS_{residuos} = \sum (y_{modelo} - y_{real})^2$$

$$SS_{total} = (n - 1) \cdot var(y_{real})$$

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{residuos}}{SS_{total}}$$

donde:

y_{modelo} : vector de salidas del modelo ante la aplicación de entradas históricas.

y_{real} : vector de salidas del sistema real cuando se presentaron las entradas históricas.

2. Crecimiento máximo de ventas: se definió un límite para el crecimiento anual de la proyección de ventas, de modo que, si alguna RNA entrenada genera una proyección que supere el límite de crecimiento en algún año del horizonte proyectado, esta red es desechada. La Tabla 4-3 resume los crecimientos máximos permitidos por sector.

Tabla 4-3 Límite de máximo crecimiento

Límite de máximo crecimiento		
Sector de consumo	Crecimiento máximo	Observaciones
Residencial	5,00%	Mayor crecimiento histórico anual del 2016 a 2022
General	8,00%	Mayor crecimiento histórico anual del 2016 a 2022
Industria total	4,70%	Mayor crecimiento histórico anual del 2016 a 2022
Alta tensión	17,30%	Mayor crecimiento histórico anual desde 2022
Alumbrado público	6,70%	Mayor crecimiento histórico anual desde 2011 a 2022

3. Decrecimiento máximo de ventas: se definió un límite para el decrecimiento anual de la proyección de ventas, de modo que, si alguna RNA entrenada genera una proyección que supere el límite de decrecimiento en algún año del horizonte proyectado, sea desechada. La Tabla 4-4 recoge los decrecimientos máximos permitidos por sector.

Tabla 4-4 Límite de máximo decrecimiento

Límite de máximo decrecimiento		
Sector de consumo	Derecimiento máximo	Observaciones
Residencial	5,00%	
General	5,00%	
Industria total	6,43%	Máximo decrecimiento histórico anual desde 2022
Alta tensión	6,43%	Máximo decrecimiento histórico anual desde 2022
Alumbrado público	3,81%	

4. Región de crecimiento nulo: se definió una zona conocida como la región de crecimiento nulo, cuyo límite superior es el crecimiento anual más pequeño registrado y su límite inferior corresponde a un decrecimiento de igual magnitud. Si una RNA entrenada genera una proyección de demanda, cuyo crecimiento anual permanece en esta región durante 5 años consecutivos, es descartada.
5. Por último, se descartaron RNA cuyas proyecciones de ventas entre el 2024 y el 2040, presentaron valores por debajo de la demanda del 2023.

En la Figura 4-3, se presenta un ejemplo de las restricciones dos, tres y cuatro. Las líneas gruesas punteadas corresponden a las restricciones dos y tres, y las líneas delgadas punteadas a la restricción cuatro. En rojo se grafica el crecimiento de las ventas que resultó de una simulación a partir de una red entrenada para el Sector Industrial.

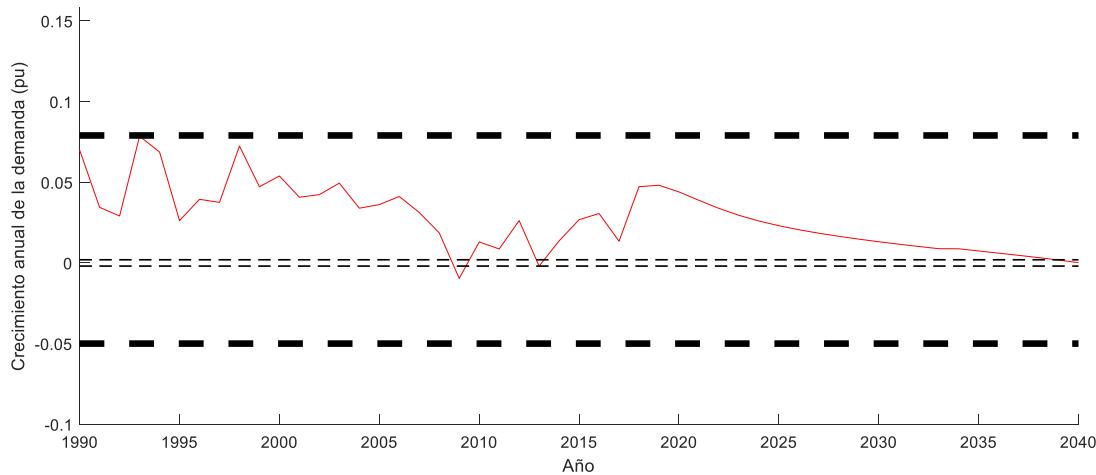


Figura 4-3 Restricciones para probar la factibilidad de una simulación de ventas

4.3 PROYECCION DE LAS VARIABLES EXPLICATIVAS

Las variables explicativas del modelo de simulación deben proyectarse para un período similar al horizonte de proyección de la demanda. Para ello se utiliza información oficial que emiten entidades del país como el Banco Central de Costa Rica, el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) y el ICE.

4.3.1 PROYECCION DEL NUMERO DE CLIENTES DEL SISTEMA

El número de clientes es una variable explicativa para la proyección de demanda del Sector Residencial y del Sector Alumbrado Público. Para la proyección residencial interesan los clientes residenciales y para alumbrado público los clientes totales del sistema.

El número de clientes residenciales (cl res) y el total de clientes del Sistema Eléctrico Nacional (cl SEN) se derivan de las proyecciones de población que publica el INEC. Con los datos históricos de población y de clientes del período 1975-2023, se encontró una curva de mejor ajuste para estimar los clientes a partir del dato futuro de población. Se definió una curva polinómica de tercer grado y los resultados de su aplicación se muestran en la Figura 4-4.

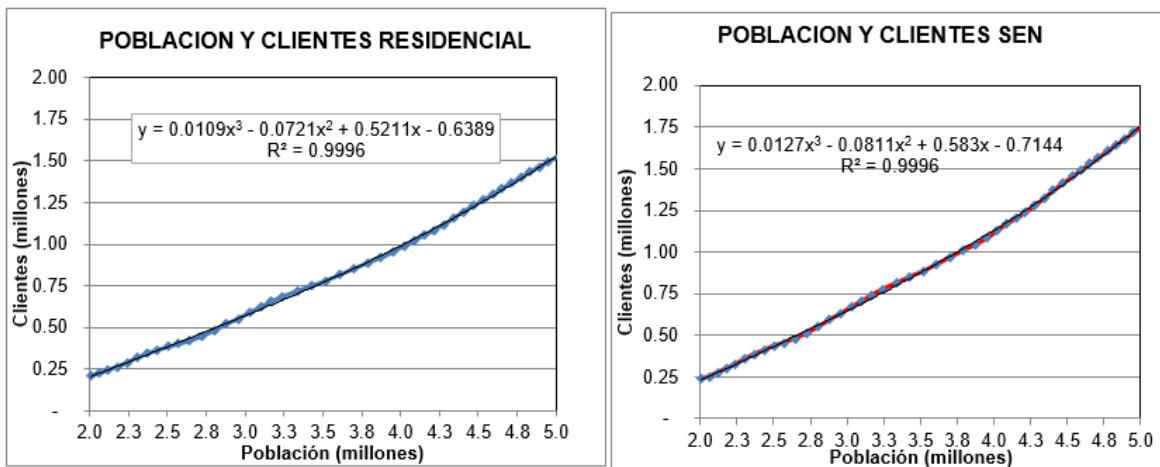


Figura 4-4 Relación entre población y clientes eléctricos

Las ecuaciones para estimar el número de clientes son las siguientes:

- Clientes Residenciales: $y = 0.0109 x^3 - 0.0721 x^2 + 0.5211 x - 0.6389$
- Clientes SEN: $y = 0.0127 x^3 - 0.0811 x^2 + 0.583 x - 0.7114$

En estas ecuaciones, la variable x es la población y la variable y es el número de clientes, ambas en millones.

En la tabla 4-6 se presenta la proyección del número de clientes residenciales y totales del SEN, calculadas con base en las ecuaciones antes indicadas. Hasta el 2022 los datos son históricos.

Tabla 4-6. Población y clientes eléctricos

Años	Proyección Clientes 2024-2040					
	Población		Cliente Residencial		Cliente SEN	
	millones	% crec	millones	% crec	millones	% crec
2020	5,11	1,1%	1,59	2,2%	1,83	2,2%
2021	5,16	1,0%	1,63	2,2%	1,87	2,2%
2022	5,21	1,0%	1,66	2,3%	1,92	2,5%
2023	5,26	0,9%	1,70	2,1%	1,96	2,2%
2024	5,31	0,9%	1,73	2,0%	1,99	1,6%
2025	5,36	0,9%	1,76	1,8%	2,03	1,9%
2026	5,40	0,8%	1,79	1,7%	2,06	1,8%
2027	5,44	0,8%	1,82	1,7%	2,10	1,7%
2028	5,48	0,8%	1,85	1,6%	2,13	1,7%
2029	5,53	0,7%	1,88	1,6%	2,17	1,6%
2030	5,56	0,7%	1,91	1,5%	2,20	1,5%
2031	5,60	0,7%	1,94	1,4%	2,23	1,5%
2032	5,64	0,6%	1,97	1,4%	2,27	1,4%
2033	5,67	0,6%	1,99	1,3%	2,30	1,4%
2034	5,71	0,6%	2,02	1,3%	2,33	1,4%
2035	5,74	0,6%	2,04	1,3%	2,36	1,3%
2036	5,77	0,6%	2,07	1,2%	2,39	1,3%
2037	5,81	0,5%	2,09	1,2%	2,42	1,2%
2038	5,84	0,5%	2,12	1,1%	2,45	1,2%
2039	5,87	0,5%	2,14	1,1%	2,47	1,1%
2040	5,89	0,5%	2,16	1,0%	2,50	1,1%

4.3.2 PROYECCION DEL PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD

El precio medio de la electricidad es una variable explicativa utilizada en todos los sectores, con excepción del Sector Alumbrado Público.

Los precios históricos expresados en colones constantes de 2023 se presentan en la Tabla 4-7. En el corto plazo es de esperar pequeñas fluctuaciones de tarifas en el país, asimismo en las proyecciones de demanda se utiliza un crecimiento anual del 1%.

Tabla 4-7. Precios por sector

Años	Sector				
	Residencial	General	Industrial	AT	Alumbrado Público
2016	103,74	120,77	94,11	53,35	126,21
2017	95,54	110,07	91,95	50,49	123,31
2018	97,56	113,52	96,53	57,55	114,00
2019	99,93	115,32	94,02	58,11	123,71
2020	98,60	113,53	88,71	52,32	118,63
2021	84,95	97,61	72,89	44,92	112,24
2022	79,75	95,34	71,05	44,99	103,32
2023	84,73	97,80	74,01	42,18	109,26
2024	85,57	98,78	74,75	42,60	110,35
2025	86,43	99,77	75,50	43,02	111,45
2026	87,29	100,77	76,25	43,45	112,57
2027	88,17	101,77	77,02	43,89	113,69
2028	89,05	102,79	77,79	44,33	114,83
2029	89,94	103,82	78,57	44,77	115,98
2030	90,84	104,86	79,35	45,22	117,14
2031	91,75	105,91	80,14	45,67	118,31
2032	92,66	106,96	80,95	46,13	119,49
2033	93,59	108,03	81,76	46,59	120,69
2034	94,53	109,11	82,57	47,06	121,89
2035	95,47	110,21	83,40	47,53	123,11
2036	96,43	111,31	84,23	48,00	124,34
2037	97,39	112,42	85,07	48,48	125,59
2038	98,36	113,54	85,93	48,97	126,84
2039	99,35	114,68	86,78	49,46	128,11
2040	100,34	115,83	87,65	49,95	129,39

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, Dirección de Planificación y Sostenibilidad

4.3.3 PROYECCION DE LAS VARIABLES ECONOMICAS

El Banco Central de Costa Rica (BCCR) publica regularmente índices anuales de la actividad económica del país para un horizonte de dos años. A partir de los datos desagregados por actividad económica que publica el BCCR se calcula:

- El Valor Agregado Industrial (VAI), compuesto por el rubro de manufactura
- El Valor Agregado Comercial (VAC), compuesto por los rubros de comercio, restaurantes y hoteles
- El Valor Agregado Comercial Ampliado (VACA), corresponde a la suma del VAC de los siguientes rubros: electricidad y agua, extracción de minas y canteras, construcción, servicios de administración pública, actividades inmobiliarias, servicios comunales, sociales y personales, servicios financieros y seguros, transporte, almacenaje y comunicaciones.

En la Tabla 4-8 se presentan los datos del BCCR, desagregados hasta el año de referencia 2024.

Tabla 4-8. Publicación de variables económicas del BCCR, 1991-2024
 INFORME DE POLÍTICA MACROECONÓMICA
 ENERO 2024

CUADRO 1
PRODUCTO INTERNO BRUTO POR ACTIVIDAD ECONÓMICA
 Volumen a precios del año anterior encadenado, referencia 2017
 Millones de colones encadenados, tasas de variación y contribución porcentual

Concepto	1991	2020	2021	2022 1/	2023 1/	2024 2/	2025 2/
Millones de colones encadenados							
Producto Interno Bruto a precios de mercado	10 804 736	34 551 599,49	37 293 532,28	38 990 944,34	40 984 130,94	42 612 144,78	44 274 451,41
Impuestos a los productos y las importaciones (netos de subvenciones)	727 907,27	2 332 341,91	2 732 369,71	2 902 380,11	3 050 862,24	3 189 850,47	3 314 380,06
Valor agregado a precios básicos (B1b)	10 096 372	32 220 430,83	34 551 965,03	36 074 755,44	37 918 745,92	39 406 415,97	40 943 568,78
Agricultura, silvicultura y pesca (A)	751 363,52	1 631 489,63	1 667 792,88	1 628 943,39	1 685 161,69	1 718 394,78	1 754 095,33
Minas y canteras (B)	61 058,82	107 806,55	107 013,00	106 518,92	114 228,75	119 411,20	124 567,01
Manufactura (C)	2 133 377,07	4 418 361,32	5 215 600,12	5 392 822,75	5 845 806,16	6 064 065,95	6 302 245,76
Electricidad, agua y servicios de saneamiento (D, E)	301 417,42	965 430,50	976 298,10	1 034 690,81	1 040 388,94	1 047 621,79	1 067 091,75
Construcción (F)	484 895,19	1 441 531,60	1 486 681,99	1 413 590,71	1 604 405,86	1 675 982,79	1 753 425,57
Comercio al por mayor y al por menor, reparación de vehículos (G)	1 335 157,19	3 002 207,23	3 246 174,26	3 352 147,68	3 470 809,41	3 561 848,55	3 665 925,69
Transporte y almacenamiento (H)	687 714,53	1 341 893,70	1 491 052,74	1 614 197,64	1 696 291,24	1 773 829,01	1 855 951,92
Actividades de alojamiento y servicios de comida (I)	326 519,49	770 212,85	910 519,61	1 035 089,15	1 120 497,86	1 226 101,50	1 310 667,80
Información y comunicaciones (J)	60 480,41	1 630 469,93	1 756 462,22	2 001 934,80	2 092 701,32	2 178 062,85	2 279 990,80
Actividades financieras y de seguros (K)	207 269,15	2 142 529,42	2 281 831,56	2 360 479,15	2 398 682,68	2 477 915,46	2 557 178,39
Actividades inmobiliarias (L)	509 149,60	2 869 377,75	2 968 762,30	3 022 830,06	3 074 218,17	3 194 112,68	3 302 635,48
Actividades profesionales, científicas, técnicas, administrativas y servicios de administración pública y planes de seguridad social de afiliación obligatoria	367 580,69	4 386 444,86	4 593 979,39	4 941 046,55	5 478 762,15	5 973 477,23	6 446 076,80
Enseñanza y actividades de la salud humana y de asistencia social (P, Q)	981 212,38	1 490 844,26	1 488 096,52	1 492 881,08	1 482 413,85	1 484 521,45	1 488 954,62
Otras actividades (R, S, T, U)	2 084 015,96	4 943 428,03	5 187 043,78	5 454 996,04	5 530 356,78	5 587 375,24	5 665 840,78
	481 654,84	1 074 885,82	1 169 727,13	1 217 909,29	1 242 156,69	1 268 481,69	1 305 793,24

De acuerdo con la proyección de índices económicos del BCCR de enero 2024, el crecimiento preliminar del Producto Interno Bruto (PIB) para el año 2023 fue de 5.11% y se presume una expectativa de crecimiento del 3.97% para el año 2024 y 3.9% para el 2025.

La Tabla 4-9 recoge los valores históricos de las variables antes mencionadas hasta el año 2023. Los datos del VAI y del VACA son estimados a partir de la proyección del PIB del BCCR.

En el Anexo 3 se presenta el resumen de las variables de entrenamiento.

Tabla 4-9. Variables históricas económicas. Estimación. 1991-2024

Proyección de Variables Económicas					
Volumen a precios del año anterior, encadenado, referencia 2017. millones de colones encadenados, tasas de variación					
Año	PIB	VAI	CRECIMIENTO ANUAL		
			PIB	VAI	VACA
1991	10 805	2 133	7 888		
1992	11 799	2 345	8 482	9,20%	9,93% 7,53%
1993	12 636	2 465	8 989	7,10%	5,12% 5,97%
1994	13 207	2 511	9 400	4,52%	1,85% 4,57%
1995	13 756	2 598	9 678	4,15%	3,50% 2,95%
1996	13 942	2 585	9 680	1,35%	-0,53% 0,03%
1997	14 705	2 779	10 099	5,48%	7,52% 4,33%
1998	15 757	2 943	10 765	7,16%	5,90% 6,59%
1999	16 422	3 006	11 329	4,21%	2,14% 5,24%
2000	17 057	3 102	11 811	3,87%	3,19% 4,26%
2001	17 652	3 085	12 357	3,49%	-0,57% 4,63%
2002	18 255	3 192	12 804	3,42%	3,47% 3,61%
2003	19 044	3 235	13 333	4,32%	1,37% 4,14%
2004	19 886	3 365	13 959	4,42%	4,02% 4,69%
2005	20 677	3 486	14 526	3,98%	3,59% 4,06%
2006	22 192	3 627	15 570	7,33%	4,05% 7,18%
2007	24 015	3 730	16 937	8,22%	2,83% 8,78%
2008	25 153	3 645	18 124	4,74%	-2,29% 7,01%
2009	24 933	3 354	18 498	-0,87%	-7,99% 2,06%
2010	26 270	3 583	19 382	5,36%	6,83% 4,78%
2011	27 426	3 718	20 253	4,40%	3,76% 4,49%
2012	28 766	3 870	21 298	4,88%	4,10% 5,16%
2013	29 483	3 868	21 941	2,49%	-0,06% 3,02%
2014	30 528	3 877	22 882	3,54%	0,24% 4,29%
2015	31 642	3 718	24 050	3,65%	-4,09% 5,10%
2016	32 973	3 877	24 977	4,20%	4,25% 3,85%
2017	34 344	4 030	26 075	4,16%	3,96% 4,40%
2018	35 242	4 199	26 748	2,62%	4,20% 2,58%
2019	36 094	4 326	27 484	2,42%	3,01% 2,75%
2020	34 552	4 418	26 167	-4,27%	2,14% -4,79%
2021	37 294	5 216	27 664	7,94%	18,04% 5,72%
2022	38 991	5 393	29 158	4,55%	3,40% 5,40%
2023	40 984	5 846	30 177	5,11%	8,40% 3,49%
2024	42 612	5 460	31 364	3,97%	-6,61% 3,94%
2025	44 274	5 564	32 794	3,90%	1,91% 4,56%

4.4 CALCULO DE PÉRDIDAS Y FACTOR DE CARGA

Las proyecciones de demanda en generación y transmisión son derivadas de las proyecciones de ventas, aplicando coeficientes de pérdidas y una proyección del factor de carga del sistema.

4.4.1 PERDIDAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION Y TRANSMISION

La demanda de generación se calcula sumando las pérdidas totales de los sistemas de distribución y transmisión a las ventas totales estimadas. Las pérdidas incluyen la parte técnica y la comercial.

El factor de pérdidas totales se calcula como:

$$f_{total} = 1 - \frac{V}{G}$$

donde:

f_{total}: factor de pérdidas totales

V: demanda de ventas

G: demanda de generación neta (generación local + importación-exportación)

El factor de pérdidas de transmisión es la diferencia entre la energía inyectada y la retirada de las barras de transmisión. El valor histórico de este factor es calculado y publicado anualmente en el documento Dato Único de Pérdidas 2023⁷. Para los propósitos de las proyecciones de demanda, se supondrá simplificadamente que corresponde a:

$$f_{trans} = 1 - \frac{B}{G}$$

donde:

f_{trans}: factor de pérdidas de transmisión

B: demanda de energía entregada por las barras de las subestaciones

G: demanda de generación neta (generación local + importación - exportación)

⁷ Publicado por el Negocio de Distribución y Comercialización, diciembre 2022. El factor de pérdidas totales del informe de Dato Único de Pérdidas es ligeramente inferior al calculado en las estimaciones de demanda, porque toma en cuenta los flujos de importaciones y de exportaciones. El factor utilizado para las proyecciones de demanda es una estimación más gruesa que considera únicamente la producción para demanda nacional.

Los valores históricos de las pérdidas se muestran en la Figura 4-5.

El factor de pérdidas totales para el año 2023 se calculó en 9.44%. Para proyectar las pérdidas en el futuro, se ha supuesto que las pérdidas totales se mantendrán igual a las del 2022 y las pérdidas de transmisión en 1.66%, en los tres escenarios de demanda.

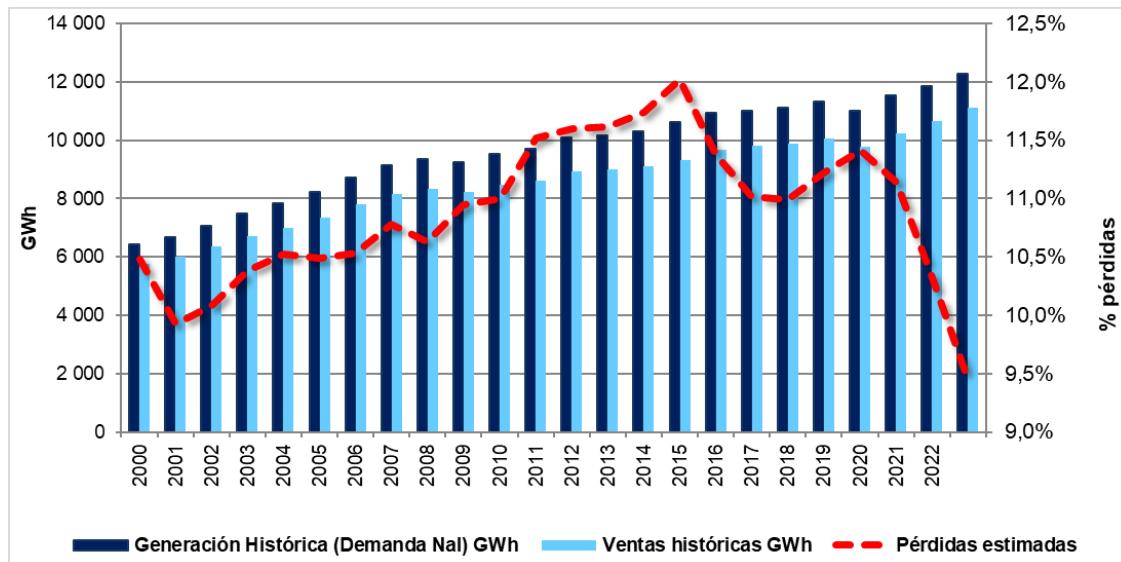


Figura 4-5 Porcentaje de pérdidas históricas del sistema

4.4.2 FACTOR DE CARGA DEL SISTEMA

El factor de carga es la relación entre la producción neta y la potencia máxima multiplicada por las horas del año. Por simplicidad, se supone en este análisis que los factores de carga de generación y de transmisión son iguales, lo que equivale a suponer que el factor de pérdida de energía y el de potencia son similares.

La estimación de la proyección de los factores de carga considera que conforme los sistemas crecen hay mayor diversidad de las cargas y consecuentemente se incrementa el factor de carga global del sistema. Adicionalmente, las redes inteligentes con respuesta de la demanda (DER - Demand Energy Respond) y las señales tarifarias, también contribuyen fuertemente al mejoramiento del factor de carga. Para reflejar este efecto, se ha extrapolado la variación del factor de carga con una curva asintótica que llega a 80% en el año 2040.

En la Figura 4-6, se muestra el comportamiento histórico del factor de carga y la proyección de su evolución. En los tres escenarios de demanda se usa el mismo valor.

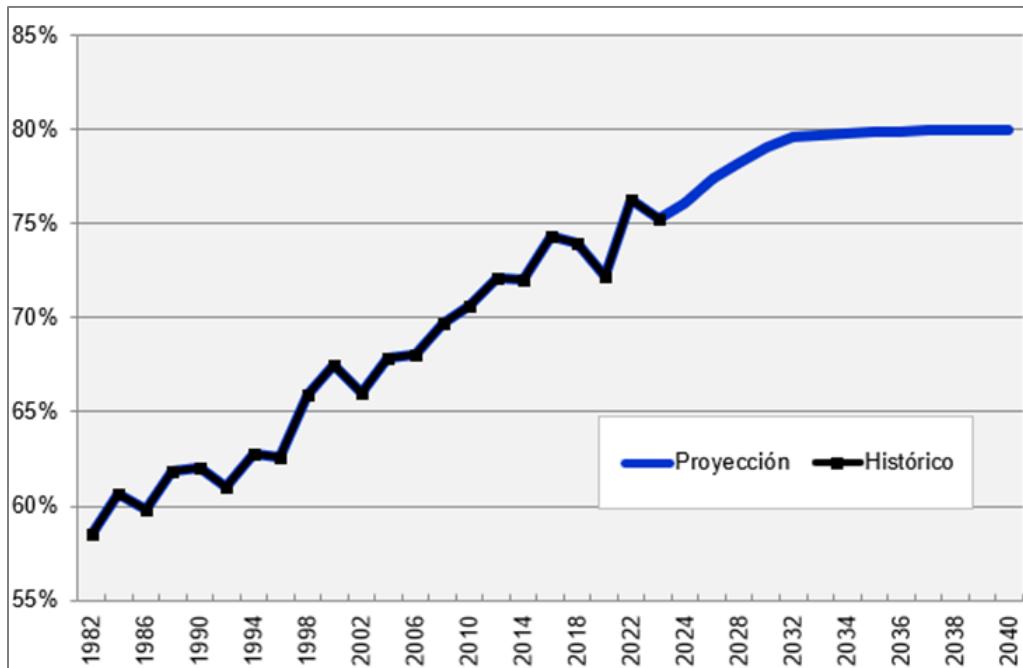


Figura 4-6 Factor de carga del sistema eléctrico nacional

5 COMPOSICION DE LOS ESCENARIOS DE DEMANDA

La composición, se elabora con datos estadísticos de todas las estimaciones realizadas, para obtener tres escenarios de demanda base, bajo y alto, considerando un mismo conjunto de variables explicativas, el algoritmo de redes neuronales puede encontrar un número grande de proyecciones igualmente válidas⁸, en lugar de escoger soluciones puntuales de toda la población de soluciones válidas (nube de proyecciones). Este enfoque permite seleccionar los valores en la región más probable para los escenarios de demanda media, y los valores cercanos a los extremos para los escenarios bajo y alto, de modo que gran parte de la incertidumbre asociada a cada proyección queda cubierta.

En el estudio se generaron 5000 proyecciones válidas para cada sector de consumo. Esta cantidad de proyecciones permite obtener datos estadísticos lo suficientemente estables.

Con la nube de proyecciones, se calcularon las curvas para diferentes percentiles, como una medida de tendencia central que indica, una vez ordenados los datos de menor a mayor, el valor de la variable por debajo del cual se encuentra un porcentaje dado de observaciones. Por ejemplo, el percentil 75 (denotado P75) es el valor bajo el cual se encuentran el 75% de los pronósticos válidos generados con las redes neuronales.

⁸ Se entiende por válida la solución que satisface una serie de criterios pre establecidos de aceptación.

Los escenarios se construyeron conforme se indica en la Tabla 5-1 para cada uno de los sectores de consumo.

Tabla 5-1. Selección de percentiles para cada sector

ESCENARIOS DE DEMANDA			
Sector de consumo	Medida estadística		
	Alto	Base	Bajo
Residencial	P75	Media	P25
General	P75	Media	P25
Industria Total	P75	Media	P25
Alumbrado Público	P75	Media	P25

PXX=Percentil estadístico

A modo de ejemplo, en la Figura 5-1, se puede observar la nube de proyecciones y el trazado de los percentiles del Sector General.

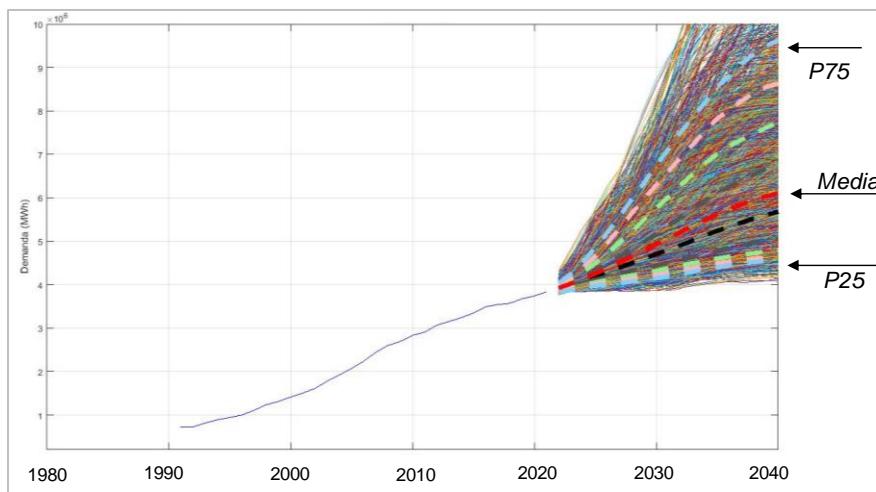


Figura 5-1 Nube de proyecciones de demanda y estadísticos- Sector General

De esta manera se determinaron los escenarios de demanda media, alta y baja para cada sector. Estos escenarios representan la región más probable en la que se encontrará la demanda en el horizonte de proyección y permiten estimar la probabilidad de que la demanda alcance valores extremos.

6 PROYECCIONES DE VENTAS DE ELECTRICIDAD

En este capítulo se presentan las proyecciones de ventas de electricidad para cada sector de consumo, estimadas conforme a la metodología descrita anteriormente.

6.1 SECTOR RESIDENCIAL

El Sector Residencial tiene un comportamiento muy estable, es el resultado de la agregación de gran número de demandas, correspondientes a más 1.698 millones de clientes.

En el presente estudio, la demanda residencial se explica con tres variables independientes: las ventas históricas del sector, el número de clientes residenciales y el precio promedio de venta de energía del Sector Residencial.

En la Figura 6-1 se muestran los escenarios de la demanda residencial.

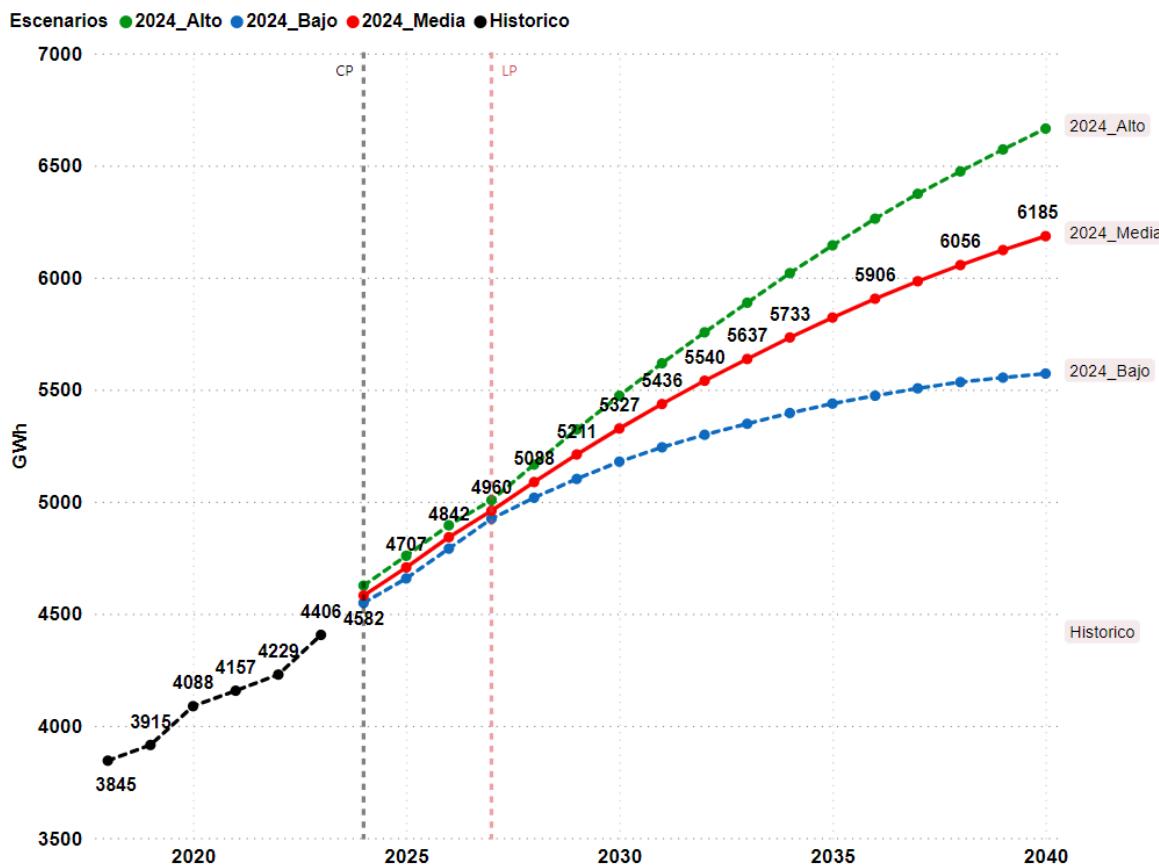


Figura 6-1 Proyección de ventas de electricidad para el Sector Residencial 2024-2040

6.2 SECTOR COMERCIAL (ANTES GENERAL)

El Sector General está conformado por aproximadamente 253 mil clientes. Es un conjunto heterogéneo que comprende, entre otros, el comercio, servicios, empresas de turismo y oficinas. Incluye todos los clientes de distribución que no están clasificados como residenciales o industriales.

La proyección del Sector General se sustenta en tres variables explicativas independientes: las ventas históricas del sector, el Valor Agregado Comercial Ampliado (VACA) y el precio promedio de venta de energía del Sector General.

En la Figura 6-2 se muestra el comportamiento histórico y las proyecciones de ventas para el escenario medio, alto y bajo.

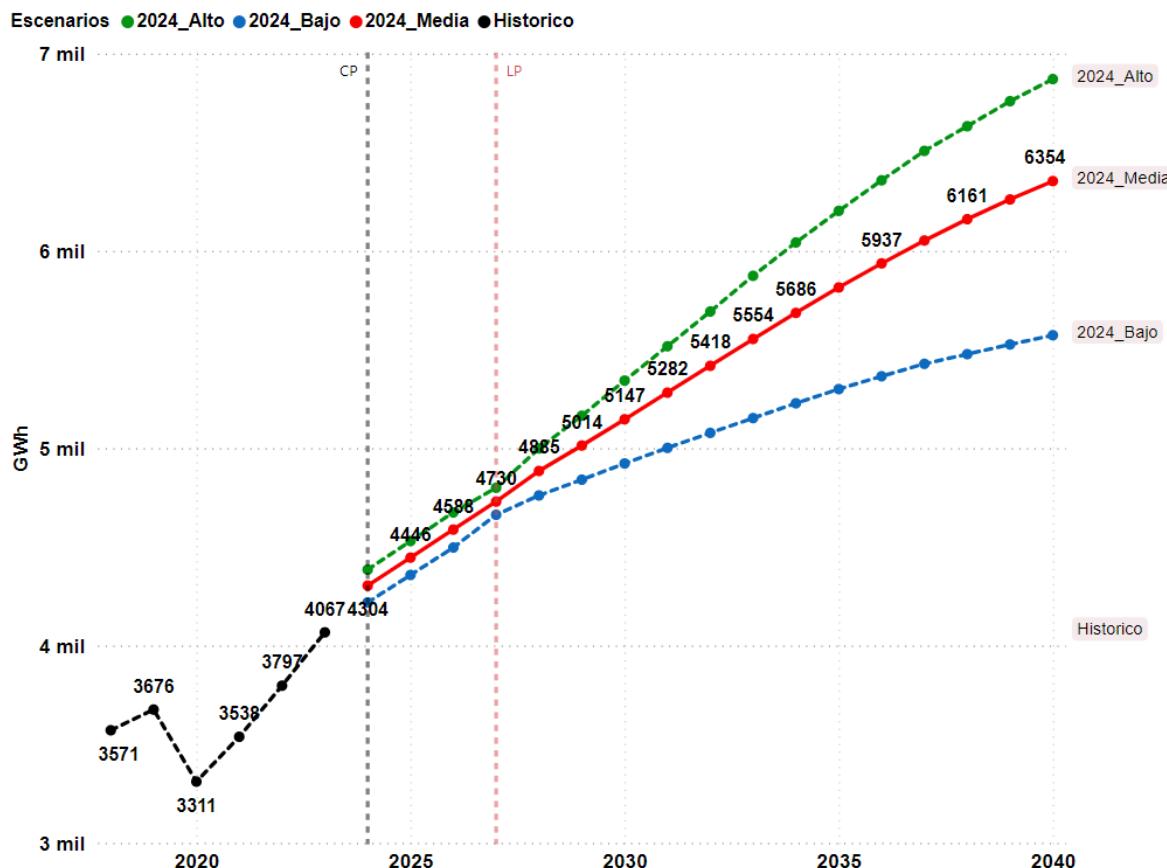


Figura 6-2 Proyección de ventas de electricidad para el Sector General 2024-2040

6.3 SECTOR INDUSTRIAL

Este sector se compone de todos los clientes industriales. Al año 2023, agrupa 8506 clientes (8473 industria menor y 33 industria mayor) sin incluir los 16 clientes de alta tensión.

La proyección del Sector Industrial se sustenta en tres variables explicativas independientes: las ventas históricas del sector, el Valor Agregado Industrial (VAI) y el precio promedio de venta de energía del Sector Industrial.

En la Figura 6-3, se muestra el comportamiento histórico y las proyecciones de ventas para el escenario medio, alto y bajo.

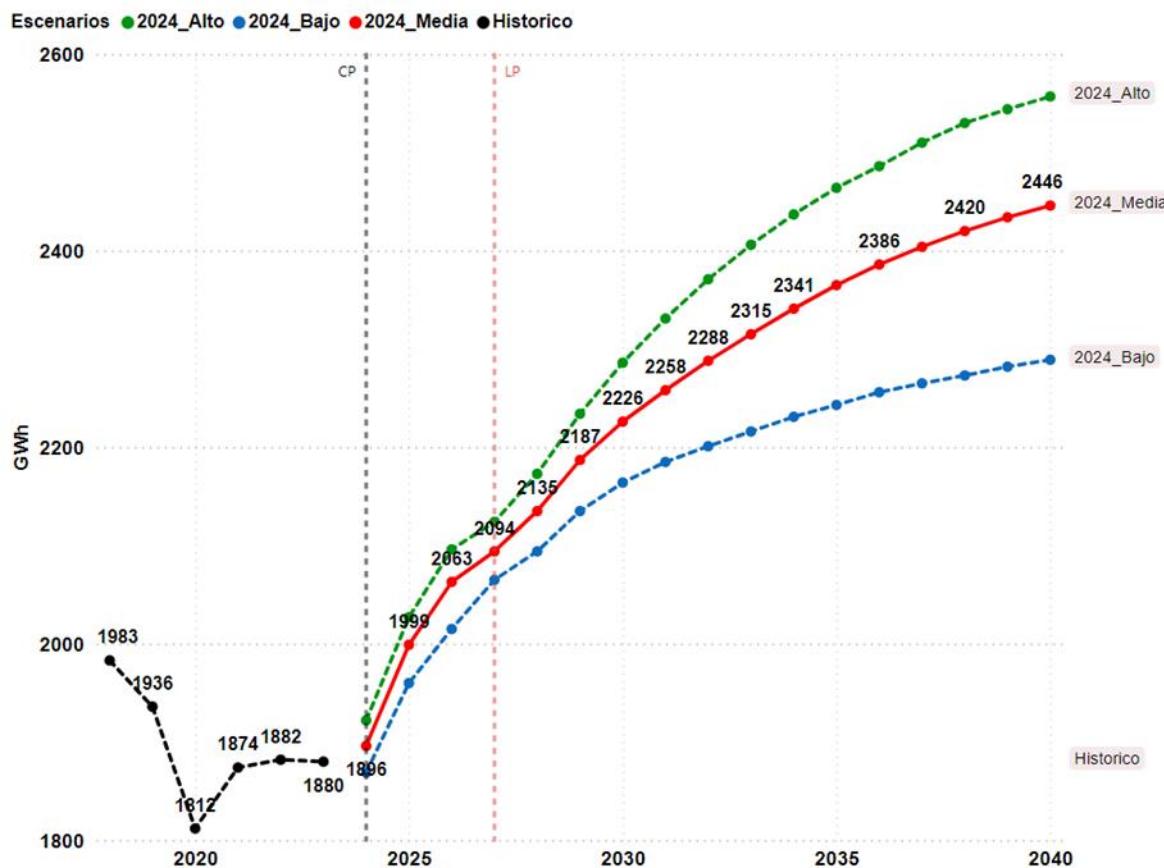


Figura 6-3 Proyección de ventas de electricidad para el Sector Industrial 2024-2040

6.4 SECTOR ALTA TENSION

Este sector tiene 16 clientes y para la proyección de este sector se utiliza el valor agregado industrial (VAI), el precio promedio de ventas de energía de alta tensión y las ventas históricas como variables explicativas.

Las proyecciones resultantes se muestran en Figura 6-4 para los tres escenarios de demanda.

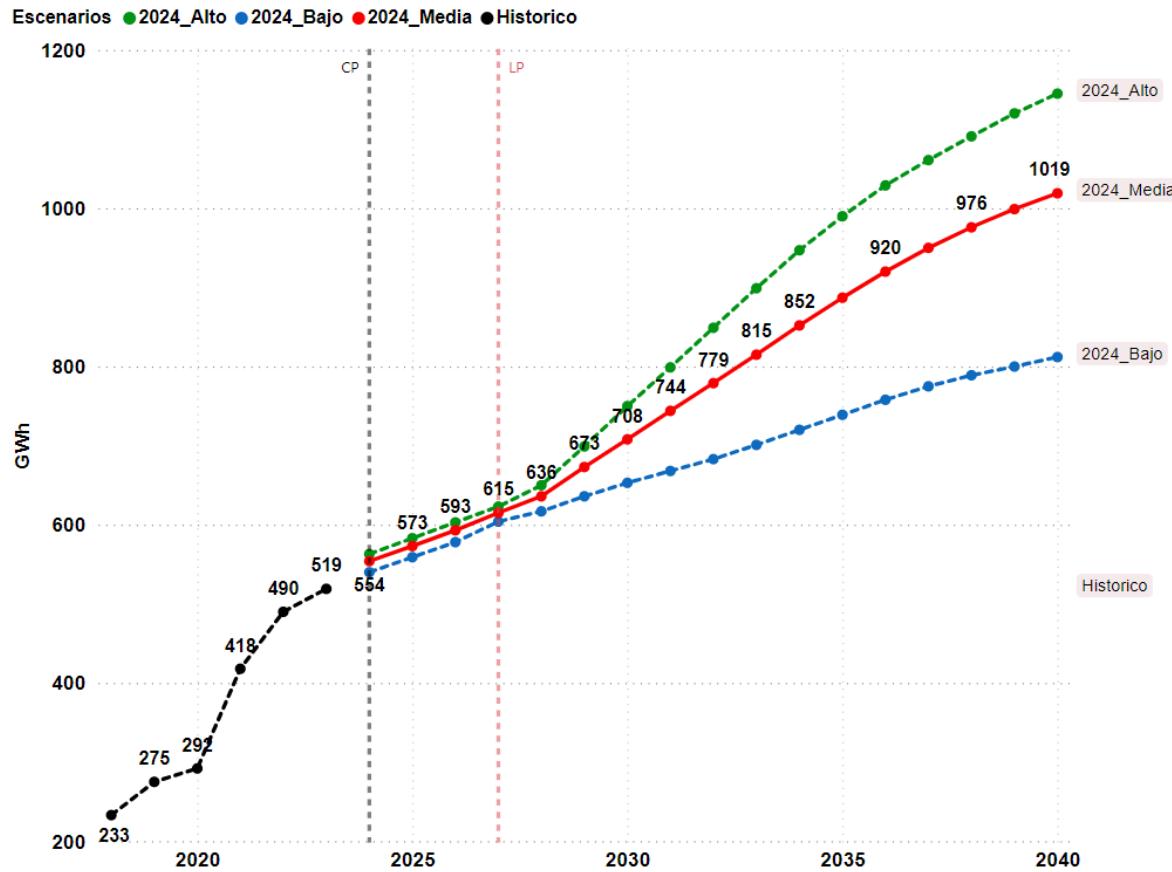


Figura 6-4 Proyección de ventas de electricidad para el Sector Alta Tensión 2024-2040

6.5 ALUMBRADO PUBLICO

La proyección de ventas del Sector Alumbrado Público se sustenta en dos variables explicativas: las ventas históricas del sector y el número de clientes totales del Sistema Eléctrico Nacional.

Las proyecciones resultantes se muestran en la Figura 6-5 para los tres escenarios de demanda.

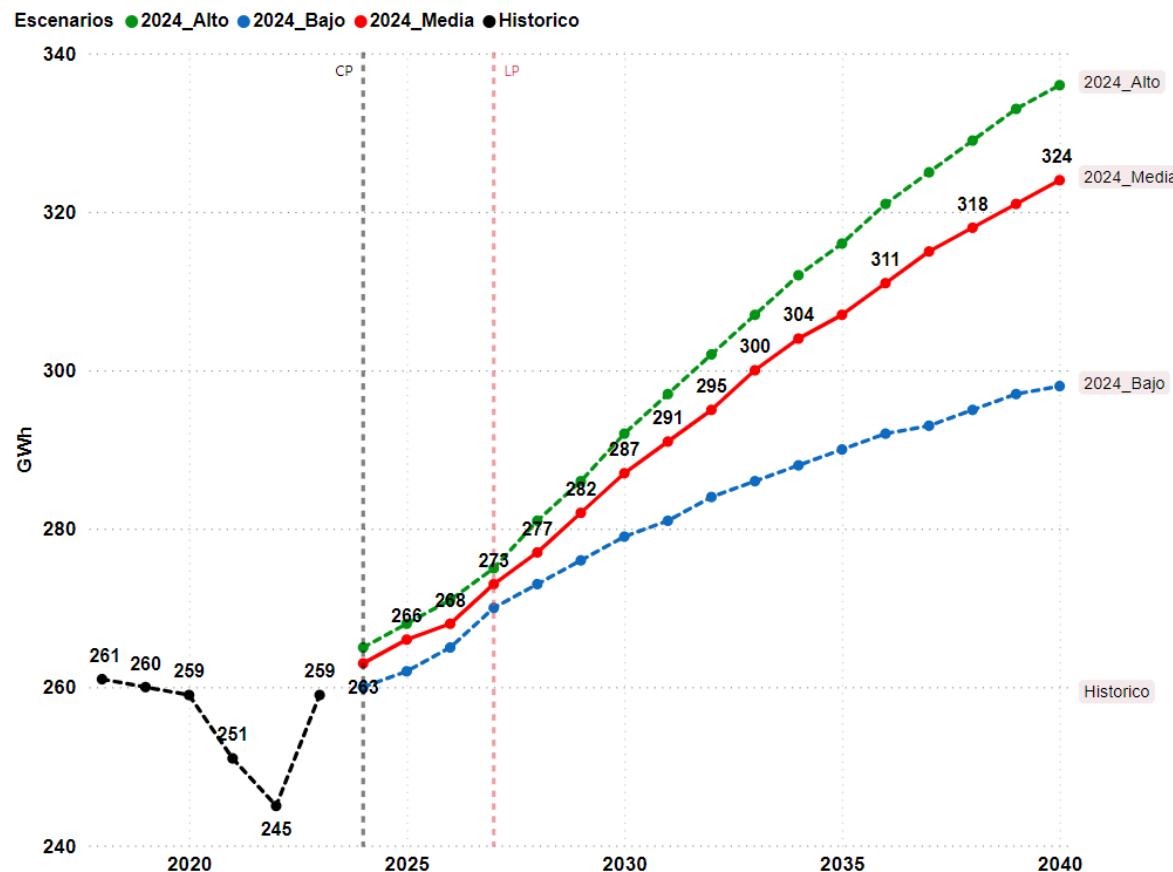


Figura 6-5 Proyección de ventas de electricidad para el Sector Alumbrado Público 2024-2040

6.6 VENTAS TOTALES

Las ventas totales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se obtienen al sumar las proyecciones de los cinco sectores. Las proyecciones de cada sector para el escenario medio se muestran en la Figura 6-6 y las proyecciones de ventas totales en la Figura 6-7. En el Anexo 4 se pueden consultar las tablas con los valores calculados para los escenarios medio, alto y bajo.

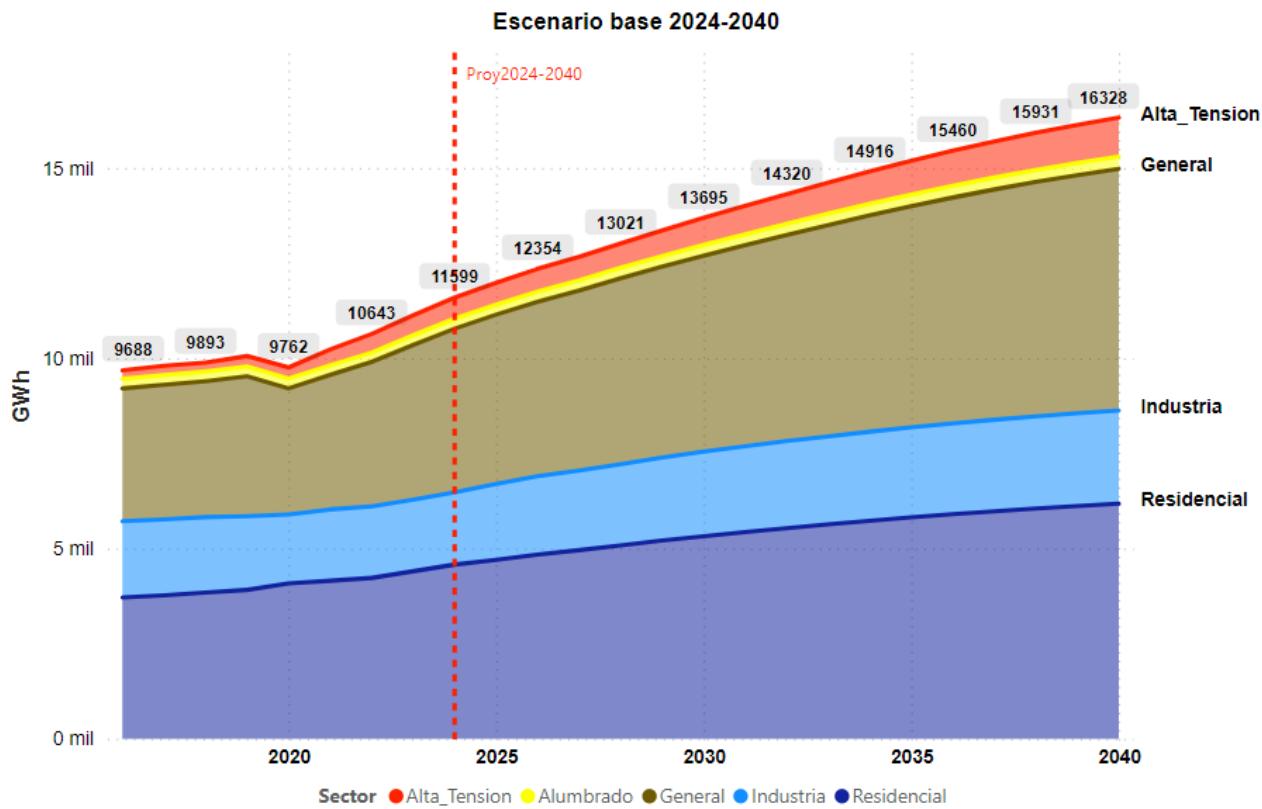
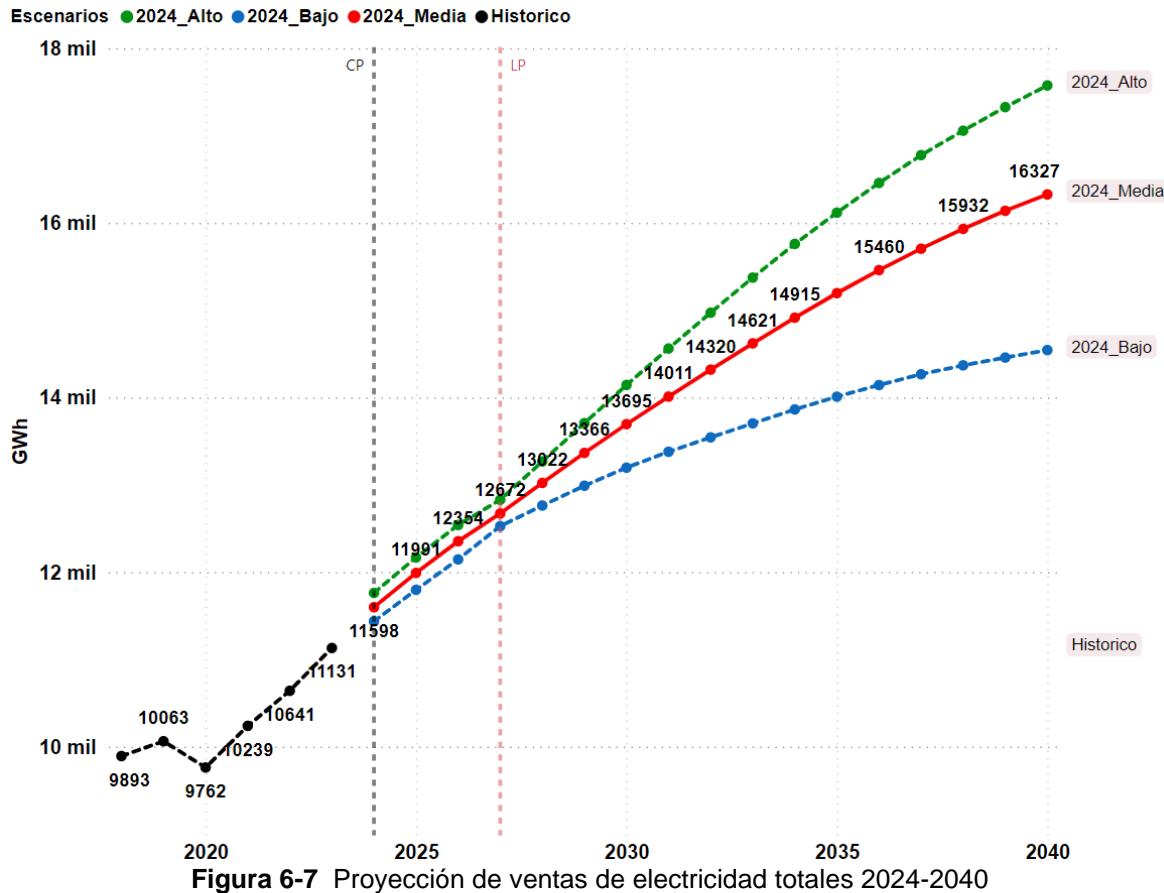


Figura 6-6 Proyección de ventas de electricidad por sectores 2024-2040. Escenario medio



7 RESULTADOS DE PROYECCIONES

7.1 PROYECCIONES DE VENTAS DE ELECTRICIDAD CORTO PLAZO

La proyección nacional de ventas de electricidad se estimó para el corto plazo sumando las proyecciones de ventas de los cinco sectores de consumo. A esta proyección se llamó la proyección agregada de demanda.

Las proyecciones de ventas de energía para el corto plazo se presentan en la Tabla 7-1.

Tabla 7-1. Proyección de ventas de energía para el corto plazo. Escenario medio.

AÑO	ESCENARIO BASE VENTAS CORTO PLAZO POR SECTOR					AGREGADO	
	RESIDENCIAL	GENERAL	INDUSTRIAL	ALTA TENSIÓN	ALUMBRADO PÚBLICO	GWh	Variación
2022	4230	3797	1882	490	245	10644	4,0%
2023	4406	4067	1880	519	259	11131	4,6%
2024	4582	4304	1896	554	263	11598	4,2%
2025	4707	4446	1999	573	266	11991	3,4%
2026	4842	4588	2063	593	268	12354	3,0%

7.2 PROYECCIONES DE VENTAS, TRANSMISION Y GENERACION LARGO PLAZO

Aplicando los factores de pérdidas y de carga a las estimaciones de ventas realizadas, se obtienen las proyecciones de demanda de los sistemas de transmisión y de generación. En la Tabla 7-2 se resumen los resultados y en la Figura 7-3 se calculan las tasas de crecimiento correspondientes.

La tasa de crecimiento anual promedio para el período 2023-2040 para el escenario medio es de 2.28% en energía y 1.9% en potencia. (n=17 años)

En el Anexo 7 se incluye una comparación de la proyección de demanda generación 2024 con proyecciones de años anteriores, usando el escenario medio.

Tabla 7-2. Proyecciones de demanda en ventas, transmisión y generación

Año	PROYECCIONES DE DEMANDA EN VENTAS, GENERACION Y TRANSMISION (2024-2040)											
	VENTAS SEN, GWh			TRANSMISIÓN			GENERACIÓN					
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2021	10 239	10 239	10 239	11 349	11 349	11 349	1 736	1 736	1 736	11 523	11 523	11 523
2022	10 644	10 644	10 644	11 672	11 672	11 672	1 747	1 747	1 747	11 869	11 869	11 869
2023	11 131	11 131	11 131	11 996	11 996	11 996	1 819	1 819	1 819	12 291	12 291	12 291
2024	11 437	11 598	11 762	12 326	12 500	12 677	1 843	1 869	1 896	12 629	12 807	12 988
2025	11 797	11 991	12 168	12 715	12 923	13 114	1 890	1 921	1 949	13 027	13 241	13 436
2026	12 146	12 354	12 540	13 090	13 315	13 515	1 931	1 964	1 994	13 412	13 642	13 847
2027	12 527	12 672	12 829	13 501	13 657	13 826	1 980	2 003	2 027	13 833	13 993	14 166
2028	12 763	13 022	13 268	13 755	14 035	14 300	2 001	2 042	2 080	14 093	14 380	14 652
2029	12 990	13 366	13 707	14 000	14 405	14 773	2 032	2 091	2 144	14 345	14 760	15 136
2030	13 197	13 695	14 144	14 223	14 760	15 243	2 055	2 133	2 203	14 572	15 123	15 618
2031	13 379	14 011	14 562	14 420	15 101	15 694	2 076	2 174	2 259	14 774	15 472	16 080
2032	13 544	14 320	14 972	14 597	15 434	16 136	2 089	2 209	2 309	14 956	15 813	16 533
2033	13 704	14 621	15 374	14 770	15 758	16 569	2 116	2 258	2 374	15 133	16 145	16 977
2034	13 864	14 915	15 760	14 942	16 075	16 985	2 137	2 300	2 430	15 309	16 470	17 403
2035	14 010	15 196	16 118	15 099	16 377	17 371	2 158	2 341	2 483	15 471	16 780	17 798
2036	14 143	15 460	16 458	15 243	16 662	17 738	2 172	2 374	2 527	15 618	17 072	18 174
2037	14 267	15 705	16 777	15 377	16 927	18 082	2 196	2 417	2 582	15 755	17 343	18 526
2038	14 369	15 932	17 057	15 486	17 171	18 383	2 211	2 452	2 625	15 867	17 593	18 835
2039	14 458	16 139	17 327	15 583	17 394	18 675	2 224	2 483	2 665	15 966	17 821	19 134
2040	14 544	16 327	17 575	15 675	17 597	18 941	2 231	2 504	2 695	16 061	18 029	19 407

Tabla 7-3. Proyecciones de demanda ventas, transmisión y generación. Crecimiento anual

PROYECCIONES DE DEMANDA- CRECIMIENTO ANUAL															
Año	VENTAS SEN, GWh			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN					
	Bajo	Base	Alto	ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW			ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW		
2021	4,9%	4,9%	4,9%	4,4%	4,4%	4,4%	1,3%	1,3%	1,3%	4,6%	4,6%	4,6%	1,5%	1,5%	1,5%
2022	4,0%	4,0%	4,0%	2,9%	2,9%	2,9%	0,6%	0,6%	0,6%	3,0%	3,0%	3,0%	0,8%	0,8%	0,8%
2023	4,6%	4,6%	4,6%	2,8%	2,8%	2,8%	4,1%	4,1%	4,1%	3,6%	3,6%	3,6%	4,9%	4,9%	4,9%
2024	2,8%	4,2%	5,7%	2,8%	4,2%	5,7%	1,4%	2,8%	4,2%	2,8%	4,2%	5,7%	1,4%	2,8%	4,2%
2025	3,2%	3,4%	3,4%	3,2%	3,4%	3,4%	2,5%	2,8%	2,8%	3,2%	3,4%	3,4%	2,5%	2,8%	2,8%
2026	3,0%	3,0%	3,1%	3,0%	3,0%	3,1%	2,2%	2,3%	2,3%	3,0%	3,0%	3,1%	2,2%	2,3%	2,3%
2027	3,1%	2,6%	2,3%	3,1%	2,6%	2,3%	2,5%	2,0%	1,7%	3,1%	2,6%	2,3%	2,5%	2,0%	1,7%
2028	1,9%	2,8%	3,4%	1,9%	2,8%	3,4%	1,1%	2,0%	2,6%	1,9%	2,8%	3,4%	1,1%	2,0%	2,6%
2029	1,8%	2,6%	3,3%	1,8%	2,6%	3,3%	1,5%	2,4%	3,1%	1,8%	2,6%	3,3%	1,5%	2,4%	3,1%
2030	1,6%	2,5%	3,2%	1,6%	2,5%	3,2%	1,1%	2,0%	2,7%	1,6%	2,5%	3,2%	1,1%	2,0%	2,7%
2031	1,4%	2,3%	3,0%	1,4%	2,3%	3,0%	1,0%	1,9%	2,6%	1,4%	2,3%	3,0%	1,0%	1,9%	2,6%
2032	1,2%	2,2%	2,8%	1,2%	2,2%	2,8%	0,6%	1,6%	2,2%	1,2%	2,2%	2,8%	0,6%	1,6%	2,2%
2033	1,2%	2,1%	2,7%	1,2%	2,1%	2,7%	1,3%	2,2%	2,8%	1,2%	2,1%	2,7%	1,3%	2,2%	2,8%
2034	1,2%	2,0%	2,5%	1,2%	2,0%	2,5%	1,0%	1,9%	2,4%	1,2%	2,0%	2,5%	1,0%	1,9%	2,4%
2035	1,1%	1,9%	2,3%	1,1%	1,9%	2,3%	1,0%	1,8%	2,2%	1,1%	1,9%	2,3%	1,0%	1,8%	2,2%
2036	1,0%	1,7%	2,1%	1,0%	1,7%	2,1%	0,6%	1,4%	1,8%	1,0%	1,7%	2,1%	0,6%	1,4%	1,8%
2037	0,9%	1,6%	1,9%	0,9%	1,6%	1,9%	1,1%	1,8%	2,2%	0,9%	1,6%	1,9%	1,1%	1,8%	2,2%
2038	0,7%	1,4%	1,7%	0,7%	1,4%	1,7%	0,7%	1,4%	1,6%	0,7%	1,4%	1,7%	0,7%	1,4%	1,6%
2039	0,6%	1,3%	1,6%	0,6%	1,3%	1,6%	0,6%	1,3%	1,5%	0,6%	1,3%	1,6%	0,6%	1,3%	1,5%
2040	0,6%	1,2%	1,4%	0,6%	1,2%	1,4%	0,3%	0,9%	1,1%	0,6%	1,2%	1,4%	0,3%	0,9%	1,1%
2023-2040	1,59%	2,28%	2,72%	1,59%	2,28%	2,72%	1,21%	1,90%	2,34%	1,59%	2,28%	2,72%	1,21%	1,90%	2,34%

8 ANEXOS

ANEXO 1. Modelado por medio de redes neuronales

El Centro de Investigación en Sistemas de Potencia (C.S Investigación y Desarrollo, IC), realizó un análisis de varios métodos de proyección de la demanda eléctrica⁹. Se comparó el método econométrico¹⁰, que se utilizó en las proyecciones de demanda hasta el 2012, con nuevas técnicas de inteligencia artificial, tales como redes neuronales artificiales, sistemas adaptativos de inferencia neurodifusa y algoritmos genéticos¹¹.

Se valoró el desempeño en la estimación de la demanda de varios de estos algoritmos de inteligencia artificial.

El objetivo de ese análisis se resume en dos puntos:

- Definir el error promedio absoluto para cada método.
- Comparar los errores promedio absolutos obtenidos para cada método con los del método econométrico que se aplicó hasta el 2012.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se determinó que el método que mejor responde es el de redes neuronales artificiales, por dar el menor error absoluto promedio. Este método es el que se utiliza para la proyección de la demanda eléctrica a partir del 2013.

Con las redes neuronales artificiales se trata de emular el comportamiento del cerebro humano y sus neuronas mediante algoritmos matemáticos. La red de neuronas adquiere el conocimiento, en este caso sobre la demanda de energía eléctrica de los sectores de consumo, por medio de un proceso de aprendizaje. Con las redes debidamente entrenadas, se procede a resolver el problema propuesto, que en este caso sería la estimación de la demanda de energía eléctrica para el periodo de estudio.

⁹ Vásquez Castillo Alex. "Comparación entre métodos para la proyección de la demanda de energía eléctrica a largo plazo". Informe: CISP-2'12-C13. Área Desarrollos Tecnológicos. Centro de Investigación en Sistemas de Potencia. C.S. Investigación y Desarrollo. Instituto Costarricense de electricidad. Diciembre 2012.

¹⁰ Otero Prada, Diego. "Informe Final. Consultoría: Modelos de Proyección de la Demanda contemplado en el Uso Racional de Energía del Desarrollo Eléctrico III". Centro Nacional de Planificación Eléctrica. Marzo 2003.

¹¹ Respectivamente ANN, ANFIS y GA, por sus siglas en inglés.

ANEXO 2. Variables explicativas usadas en estudios internaciones para estimar proyecciones de demanda de largo plazo

ANEXO 3. Variables explicativas usadas en la proyección de demanda de largo plazo de Costa Rica 2023-2040

Años	CLIENTES		PRECIOS (colones constantes promedio 2023/KWh)					VARIABLES ECONOMICAS 1/	
			Proyectados 2024-2040						
	RESIDENCIAL	SEN	RESIDENCIAL	GENERAL	INDUSTRIA	ALTA TENSION		VAI	VACA
2001	952 620	1 084 507	73,4	109,1	89,3	62,6	3 085	12 357	
2002	989 106	1 128 822	72,6	105,9	84,2	62,1	3 192	12 804	
2012	1 334 168	1 532 506	96,8	114,1	96,4	59,9	3 870	21 298	
2013	1 365 015	1 568 674	111,8	132,0	110,5	53,5	3 868	21 941	
2014	1 399 041	1 608 359	106,8	124,8	104,0	51,7	3 877	22 882	
2015	1 433 725	1 646 674	99,8	114,4	94,7	49,8	3 718	24 050	
2016	1 462 942	1 680 062	103,7	120,8	94,1	53,3	3 877	24 977	
2017	1 492 207	1 717 874	95,5	110,1	92,0	50,5	4 030	26 075	
2018	1 522 921	1 753 875	97,6	113,5	96,5	57,5	4 199	26 748	
2019	1 556 499	1 791 410	99,9	115,3	94,0	58,1	4 326	27 484	
2020	1 591 205	1 830 121	98,6	113,5	88,7	52,3	4 418	26 167	
2021	1 626 243	1 870 717	84,9	97,6	72,9	44,9	5 216	27 664	
2022	1 663 581	1 917 251	79,8	95,3	71,0	45,0	5 393	29 158	
2023	1 698 104	1 959 668	84,7	97,8	74,0	42,2	5 846	30 177	
2024	1 731 217	1 990 387	85,6	98,8	74,8	42,6	5 460	31 364	
2025	1 762 603	2 027 219	86,4	99,8	75,5	43,0	5 564	32 794	
2026	1 793 412	2 063 382	87,3	100,8	76,3	43,5			
2027	1 823 611	2 098 835	88,2	101,8	77,0	43,9			
2028	1 853 187	2 133 563	89,0	102,8	77,8	44,3			
2029	1 882 131	2 167 556	89,9	103,8	78,6	44,8			
2030	1 910 436	2 200 804	90,8	104,9	79,4	45,2			
2031	1 938 094	2 233 296	91,7	105,9	80,1	45,7			
2032	1 965 094	2 265 020	92,7	107,0	80,9	46,1			
2033	1 991 420	2 295 957	93,6	108,0	81,8	46,6			
2034	2 018 295	2 327 543	94,5	109,1	82,6	47,1			
2035	2 044 437	2 358 271	95,5	110,2	83,4	47,5			
2036	2 069 824	2 388 116	96,4	111,3	84,2	48,0			
2037	2 094 431	2 417 046	97,4	112,4	85,1	48,5			
2038	2 118 227	2 445 025	98,4	113,5	85,9	49,0			
2039	2 141 177	2 472 012	99,3	114,7	86,8	49,5			
2040	2 163 248	2 497 969	100,3	115,8	87,7	50,0			

1/Precios encadenados a precios del año anterior. Referencia 2017.

ANEXO 4. Escenarios base de ventas de electricidad por sector

ESCENARIO BASE, VENTAS POR SECTOR

Año	RESIDENCIAL			GENERAL			INDUSTRIA			AT			ALUMBRADO PÚBLICO			TOTALES		
	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total
2020	4 088	4,4%	42%	3 311	-10,9%	34%	1 812	-6,4%	19%	292	23,7%	3%	259	-0,3%	2,7%	9 762	-3,0%	100%
2021	4 157	1,7%	41%	3 538	6,9%	35%	1 874	3,4%	18%	418	43,0%	4%	251	-3,0%	2,5%	10 239	4,9%	100%
2022	4 230	1,7%	40%	3 797	7,3%	36%	1 882	0,4%	18%	490	17,3%	5%	245	-2,6%	2,3%	10 644	4,0%	100%
2023	4 406	4,2%	40%	4 067	7,1%	37%	1 880	-0,1%	17%	519	5,9%	5%	259	5,6%	2,3%	11 131	4,6%	100%
2024	4 582	4,0%	40%	4 304	5,8%	37%	1 896	0,8%	16%	554	6,8%	5%	263	1,7%	2,3%	11 598	4,2%	100%
2025	4 707	2,7%	39%	4 446	3,3%	37%	1 999	5,4%	17%	573	3,5%	5%	266	1,0%	2,2%	11 991	3,4%	100%
2026	4 842	2,9%	39%	4 588	3,2%	37%	2 063	3,2%	17%	593	3,4%	5%	268	1,0%	2,2%	12 354	3,0%	100%
2027	4 960	2,4%	39%	4 730	3,1%	37%	2 094	1,5%	17%	615	3,7%	5%	273	1,8%	2,2%	12 672	2,6%	100%
2028	5 088	2,6%	39%	4 885	3,3%	38%	2 135	1,9%	16%	636	3,5%	5%	277	1,6%	2,1%	13 022	2,8%	100%
2029	5 211	2,4%	39%	5 014	2,6%	38%	2 187	2,4%	16%	673	5,7%	5%	282	1,6%	2,1%	13 366	2,6%	100%
2030	5 327	2,2%	39%	5 147	2,7%	38%	2 226	1,8%	16%	708	5,3%	5%	287	1,6%	2,1%	13 695	2,5%	100%
2031	5 436	2,1%	39%	5 282	2,6%	38%	2 258	1,5%	16%	744	5,0%	5%	291	1,6%	2,1%	14 011	2,3%	100%
2032	5 540	1,9%	39%	5 418	2,6%	38%	2 288	1,3%	16%	779	4,8%	5%	295	1,5%	2,1%	14 320	2,2%	100%
2033	5 637	1,8%	39%	5 554	2,5%	38%	2 315	1,2%	16%	815	4,7%	6%	300	1,4%	2,0%	14 621	2,1%	100%
2034	5 733	1,7%	38%	5 686	2,4%	38%	2 341	1,1%	16%	852	4,5%	6%	304	1,4%	2,0%	14 915	2,0%	100%
2035	5 822	1,6%	38%	5 815	2,3%	38%	2 365	1,0%	16%	887	4,1%	6%	307	1,3%	2,0%	15 196	1,9%	100%
2036	5 906	1,4%	38%	5 937	2,1%	38%	2 386	0,9%	15%	920	3,7%	6%	311	1,2%	2,0%	15 460	1,7%	100%
2037	5 984	1,3%	38%	6 053	1,9%	39%	2 404	0,8%	15%	950	3,2%	6%	315	1,1%	2,0%	15 705	1,6%	100%
2038	6 056	1,2%	38%	6 161	1,8%	39%	2 420	0,7%	15%	976	2,8%	6%	318	1,0%	2,0%	15 932	1,4%	100%
2039	6 123	1,1%	38%	6 261	1,6%	39%	2 434	0,6%	15%	999	2,4%	6%	321	0,9%	2,0%	16 139	1,3%	100%
2040	6 185	1,0%	38%	6 354	1,5%	39%	2 446	0,5%	15%	1 019	2,0%	6%	324	0,9%	2,0%	16 327	1,2%	100%
Prom 2023-2040	2,02%			2,66%			1,56%			4,05%			1,33%			2,28%		

ANEXO 5. Escenarios alto de ventas de electricidad por sector

ESCENARIO ALTO, VENTAS POR SECTOR

Año	RESIDENCIAL			GENERAL			INDUSTRIA			ALTA TENSION			ALUMBRADO PÚBLICO			TOTALES		
	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total
2020	4 088	4,4%	42%	3 311	-10,9%	34%	1 812	-6,4%	19%	292	23,7%	3%	259	-0,3%	3%	9 762	-3,0%	100%
2021	4 157	1,7%	41%	3 538	6,9%	35%	1 874	3,4%	18%	418	43,0%	4%	251	-3,0%	2%	10 239	4,9%	100%
2022	4 230	1,7%	40%	3 797	7,3%	36%	1 882	0,4%	18%	490	17,3%	5%	245	-2,6%	2%	10 644	4,0%	100%
2023	4 406	4,2%	40%	4 067	7,1%	37%	1 880	-0,1%	17%	519	5,9%	5%	259	5,6%	2%	11 131	4,6%	100%
2024	4 626	5,0%	39%	4 385	7,8%	37%	1 922	2,2%	16%	563	8,6%	5%	265	2,6%	2%	11 762	5,7%	100%
2025	4 759	2,9%	39%	4 530	3,3%	37%	2 027	5,4%	17%	583	3,5%	5%	268	1,0%	2%	12 168	3,4%	100%
2026	4 895	2,9%	39%	4 675	3,2%	37%	2 096	3,4%	17%	603	3,4%	5%	271	1,0%	2%	12 540	3,1%	100%
2027	5 007	2,3%	39%	4 800	2,7%	37%	2 124	1,3%	17%	623	3,3%	5%	275	1,6%	2%	12 829	2,3%	100%
2028	5 166	3,2%	39%	4 999	4,1%	38%	2 173	2,3%	16%	650	4,3%	5%	281	2,1%	2%	13 268	3,4%	100%
2029	5 323	3,0%	39%	5 165	3,3%	38%	2 235	2,8%	16%	699	7,5%	5%	286	2,0%	2%	13 707	3,3%	100%
2030	5 473	2,8%	39%	5 343	3,5%	38%	2 286	2,3%	16%	750	7,3%	5%	292	1,9%	2%	14 144	3,2%	100%
2031	5 618	2,6%	39%	5 517	3,2%	38%	2 331	2,0%	16%	799	6,6%	5%	297	1,8%	2%	14 562	3,0%	100%
2032	5 756	2,5%	38%	5 693	3,2%	38%	2 371	1,7%	16%	849	6,3%	6%	302	1,7%	2%	14 972	2,8%	100%
2033	5 888	2,3%	38%	5 874	3,2%	38%	2 406	1,5%	16%	899	5,9%	6%	307	1,6%	2%	15 374	2,7%	100%
2034	6 020	2,2%	38%	6 043	2,9%	38%	2 437	1,3%	15%	947	5,4%	6%	312	1,7%	2%	15 760	2,5%	100%
2035	6 144	2,1%	38%	6 203	2,6%	38%	2 464	1,1%	15%	990	4,5%	6%	316	1,5%	2%	16 118	2,3%	100%
2036	6 263	1,9%	38%	6 358	2,5%	39%	2 486	0,9%	15%	1 029	3,9%	6%	321	1,4%	2%	16 458	2,1%	100%
2037	6 374	1,8%	38%	6 507	2,3%	39%	2 510	1,0%	15%	1 061	3,1%	6%	325	1,3%	2%	16 777	1,9%	100%
2038	6 474	1,6%	38%	6 632	1,9%	39%	2 530	0,8%	15%	1 091	2,9%	6%	329	1,2%	2%	17 057	1,7%	100%
2039	6 572	1,5%	38%	6 759	1,9%	39%	2 544	0,6%	15%	1 120	2,6%	6%	333	1,2%	2%	17 327	1,6%	100%
2040	6 665	1,4%	38%	6 871	1,7%	39%	2 557	0,5%	15%	1 145	2,3%	7%	336	1,0%	2%	17 575	1,4%	100%
Promedio 2023-2040	2,46%			3,13%			1,82%			4,77%			1,56%			2,72%		

ANEXO 6. Escenarios bajo de ventas de electricidad por sector

ESCENARIO BAJO, VENTAS POR SECTOR

Año	RESIDENCIAL			GENERAL			INDUSTRIA			AT			ALUMBRADO PÚBLICO			TOTALES		
	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total
2020	4 088	4,4%	42%	3 311	-10,9%	34%	1 812	-6,4%	19%	292	23,7%	3%	259	-0,3%	3%	9 762	-3,0%	100%
2021	4 157	1,7%	41%	3 538	6,9%	35%	1 874	3,4%	18%	418	43,0%	4%	251	-3,0%	2%	10 239	4,9%	100%
2022	4 230	1,7%	40%	3 797	7,3%	36%	1 882	0,4%	18%	490	17,3%	5%	245	-2,6%	2%	10 644	4,0%	100%
2023	4 406	4,2%	40%	4 067	7,1%	37%	1 880	-0,1%	17%	519	5,9%	5%	259	5,6%	2%	11 131	4,6%	100%
2024	4 549	3,3%	40%	4 219	3,7%	37%	1 869	-0,6%	16%	540	4,1%	5%	260	0,4%	2%	11 437	2,8%	100%
2025	4 658	2,4%	39%	4 358	3,3%	37%	1 960	4,8%	17%	559	3,5%	5%	262	1,0%	2%	11 797	3,2%	100%
2026	4 791	2,9%	39%	4 497	3,2%	37%	2 015	2,8%	17%	578	3,4%	5%	265	1,0%	2%	12 146	3,0%	100%
2027	4 924	2,8%	39%	4 663	3,7%	37%	2 065	2,5%	16%	604	4,4%	5%	270	2,1%	2%	12 527	3,1%	100%
2028	5 018	1,9%	39%	4 761	2,1%	37%	2 094	1,4%	16%	617	2,1%	5%	273	1,0%	2%	12 763	1,9%	100%
2029	5 102	1,7%	39%	4 841	1,7%	37%	2 135	2,0%	16%	636	3,1%	5%	276	1,0%	2%	12 990	1,8%	100%
2030	5 179	1,5%	39%	4 923	1,7%	37%	2 164	1,3%	16%	653	2,6%	5%	279	1,0%	2%	13 197	1,6%	100%
2031	5 243	1,2%	39%	5 002	1,6%	37%	2 185	1,0%	16%	668	2,3%	5%	281	1,0%	2%	13 379	1,4%	100%
2032	5 299	1,1%	39%	5 078	1,5%	37%	2 201	0,7%	16%	683	2,3%	5%	284	0,8%	2%	13 544	1,2%	100%
2033	5 348	0,9%	39%	5 153	1,5%	38%	2 216	0,7%	16%	701	2,7%	5%	286	0,8%	2%	13 704	1,2%	100%
2034	5 396	0,9%	39%	5 228	1,5%	38%	2 231	0,7%	16%	720	2,7%	5%	288	0,8%	2%	13 864	1,2%	100%
2035	5 438	0,8%	39%	5 300	1,4%	38%	2 243	0,5%	16%	739	2,6%	5%	290	0,7%	2%	14 010	1,1%	100%
2036	5 473	0,6%	39%	5 365	1,2%	38%	2 256	0,5%	16%	758	2,6%	5%	292	0,6%	2%	14 143	1,0%	100%
2037	5 506	0,6%	39%	5 428	1,2%	38%	2 265	0,4%	16%	775	2,2%	5%	293	0,6%	2%	14 267	0,9%	100%
2038	5 534	0,5%	39%	5 477	0,9%	38%	2 273	0,3%	16%	789	1,9%	5%	295	0,6%	2%	14 369	0,7%	100%
2039	5 554	0,4%	38%	5 526	0,9%	38%	2 282	0,4%	16%	800	1,4%	6%	297	0,5%	2%	14 458	0,6%	100%
2040	5 572	0,3%	38%	5 573	0,9%	38%	2 289	0,3%	16%	812	1,4%	6%	298	0,4%	2,0%	14 544	0,6%	100%
Promedio 2023-2040		1,39%			1,87%			1,16%			2,67%			0,83%			1,59%	

ANEXO 7. Comparación con proyecciones de demanda de años anteriores

En la Figura A7-1 se presenta una comparación de las proyecciones de demanda realizadas en los últimos cinco años para el escenario de proyección media. La nueva proyección de demanda se compara con la de los años 2021, 2022, 2023 y 2024.

Comparativo de proyecciones de demanda Generación

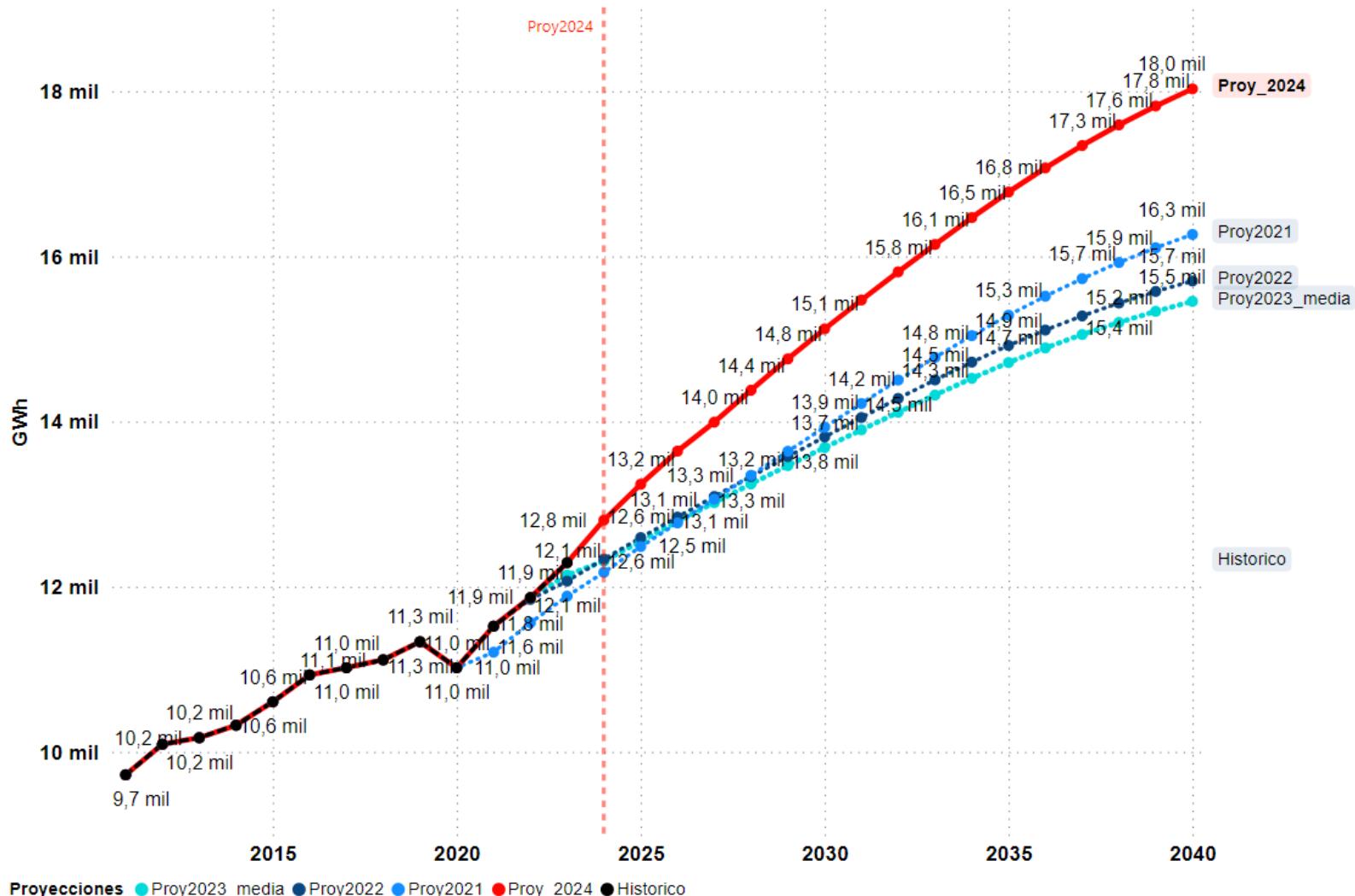


Figura A7-1 Comparación histórica de proyecciones de demanda nacional

