



**INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
DIRECCION CORPORATIVA DE ELECTRICIDAD**

**PLANIFICACION Y DESARROLLO ELECTRICO
PROCESO EXPANSION DEL SISTEMA**

PROYECCIONES DE LA DEMANDA ELECTRICA DE COSTA RICA

2018 – 2040

Setiembre 2018

(esta página intencionalmente en blanco)

PROYECCIONES DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD 2018 – 2040

Elaboración

Este documento fue elaborado por el Proceso de Expansión del Sistema de Planificación y Desarrollo Eléctrico, del Instituto Costarricense de Electricidad.

El estudio fue realizado en mayo del 2018 y el documento publicado en setiembre del mismo año. El desarrollo de las simulaciones con redes neuronales contó con la participación de los ingenieros Freddy Rojas Chavarría y Ramón Montás Alfaro, del Centro de Servicio de Investigación y Desarrollo del Negocio de Ingeniería y Construcción.

Aprobación

Este documento fue aprobado por la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico.

Reproducción

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

Consultas y comentarios

Por favor, dirija sus consultas o comentarios a:

Marianela Ramírez Leiva: mramirezl@ice.go.cr

Fanny Solano Abarca: fsolano@ice.go.cr

(esta página intencionalmente en blanco)

Contenido

1	RESUMEN Y CONCLUSIONES	1
2	INTRODUCCION	4
3	CARACTERISTICAS DE LAS VENTAS DE ENERGIA	5
3.1	Participación de las Distribuidoras en el mercado nacional	5
3.2	Cobertura eléctrica nacional	6
3.3	Ventas de energía por sector de consumo	7
4	METODOLOGIA PARA ESTIMAR LA DEMANDA ELECTRICA NACIONAL.....	9
4.1	Proyección de corto plazo	9
4.1.1	Descripción del Modelo Holt-Winters.....	9
4.1.2	Datos de entrenamiento y prueba	10
4.1.3	Formulación del Modelo predictivo	11
4.1.4	Evaluación del Modelo predictivo.....	11
4.1.5	Proyección de la demanda de ventas de energía	11
4.2	Proyección de largo plazo.	12
4.2.1	Uso de redes neuronales.....	13
4.2.2	Selección de las variables independientes.....	13
4.2.3	Estimación del modelo de demanda de largo plazo	14
4.2.4	Información histórica disponible.....	15
4.2.5	Programación de los modelos de demanda por sector de consumo.....	16
5	PROYECCION DE LAS VARIABLES EXPLICATIVAS.....	21
5.1	Proyección del número de clientes del sistema.....	21
5.2	Proyección del precio medio de la electricidad	22
5.3	Proyección de las variables económicas	23
5.3.1	Estimación de corto plazo de las variables macroeconómicas del país.....	23
5.3.2	Estimación de largo plazo de las variables macroeconómicas del país	25
6	COMPOSICION DE LOS ESCENARIOS DE DEMANDA	27
7	PROYECCIONES DE VENTAS DE ENERGIA	29
7.1	Sector Residencial	29
7.2	Sector General.....	29
7.3	Sector Industrial	30
7.4	Sector Alumbrado Público.....	31
7.5	Ventas totales.....	32
8	CALCULO DE PERDIDAS Y FACTOR DE CARGA.....	33

8.1	Pérdidas del sistema de distribución y transmisión.....	33
8.2	Factor de carga del sistema.....	34
9	PROYECCIONES DE VENTAS, TRANSMISION Y GENERACION	35
10	ASPECTOS QUE REQUIEREN MONITOREO POR POSIBLES IMPACTOS EN LA DEMANDA ELECTRICA FUTURA	39
11	ANEXOS	41

1 RESUMEN Y CONCLUSIONES

Uno de los elementos fundamentales de la planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es la proyección de la demanda de electricidad que deberá atender el sistema en el largo plazo.

La demanda de largo plazo se calcula proyectando por separado el crecimiento de cuatro sectores: Residencial, General, Industria y Alumbrado Público. A partir de las proyecciones de la demanda de cada sector, se obtiene la demanda agregada nacional de 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. Definido un escenario base de desarrollo de la actividad económica del país, de crecimiento de la población y de evolución de los precios, se deriva la proyección por sectores de consumo.

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 para cada sector con una serie de variables independientes que lo pueden explicar (clientes, precio y variables económicas).

En la simulación de corto plazo, correspondiente a los dos primeros años de la proyección, se trabaja utilizando métodos tendenciales y series de tiempo. Para ello se utiliza un modelo Holt-Winters aditivo, que permite pronosticar series de tiempo que poseen una tendencia y un patrón estacional.

En la simulación de largo plazo, se toman los resultados de la primera etapa, para conformar la serie de datos histórica. En esta etapa se trabaja con modelos de simulación basados en Redes Neuronales Artificiales (RNA).

Las redes neuronales 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 se alimenta de datos históricos. De manera similar, esta técnica se ha aplicado en el pronóstico de corto plazo, en los procesos asociados a la operación del sistema.

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

En este documento se presentan las proyecciones de demanda de largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional del período 2018-2040 para los tres escenarios mencionados. El crecimiento del período para el escenario base se estima en 1.9% en energía, y 1.5% en potencia.

Los resultados obtenidos para el escenario base se muestran en la Tabla 1-1. El resumen de las proyecciones de ventas de energía eléctrica para los tres escenarios analizados, se muestra en la Figura 1-1.

Tabla 1-1
Proyección de la demanda en el escenario medio

ESCENARIO BASE										
Proyecciones de demanda en ventas, transmisión y generación 2018-2040										
	DEMANDA					CRECIMIENTO ANUAL				
	Energía GWh			Potencia MW		Energía			Potencia	
	Ventas	Transmisión	Generación	Transmisión	Generación	Ventas	Trans	Gen	Trans	Gen
2015	9,332	10,403	10,607	1,581	1,612					
2016	9,688	10,594	10,932	1,623	1,675	3.8%	1.8%	3.1%	2.7%	3.9%
2017	9,806	10,655	11,019	1,636	1,692	1.2%	0.6%	0.8%	0.8%	1.1%
2018	9,981	10,845	11,216	1,657	1,714	1.8%	1.8%	1.8%	1.3%	1.3%
2019	10,174	11,054	11,433	1,681	1,739	1.9%	1.9%	1.9%	1.4%	1.4%
2020	10,405	11,306	11,693	1,707	1,765	2.3%	2.3%	2.3%	1.5%	1.5%
2021	10,656	11,578	11,974	1,744	1,804	2.4%	2.4%	2.4%	2.2%	2.2%
2022	10,914	11,858	12,264	1,770	1,830	2.4%	2.4%	2.4%	1.5%	1.5%
2023	11,164	12,130	12,546	1,805	1,866	2.3%	2.3%	2.3%	2.0%	2.0%
2024	11,414	12,402	12,826	1,834	1,897	2.2%	2.2%	2.2%	1.6%	1.6%
2025	11,662	12,671	13,105	1,874	1,938	2.2%	2.2%	2.2%	2.1%	2.1%
2026	11,910	12,940	13,383	1,908	1,973	2.1%	2.1%	2.1%	1.8%	1.8%
2027	12,158	13,210	13,662	1,942	2,008	2.1%	2.1%	2.1%	1.8%	1.8%
2028	12,408	13,481	13,943	1,970	2,038	2.1%	2.1%	2.1%	1.5%	1.5%
2029	12,660	13,756	14,227	2,010	2,079	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
2030	12,917	14,034	14,515	2,038	2,108	2.0%	2.0%	2.0%	1.4%	1.4%
2031	13,176	14,316	14,806	2,075	2,146	2.0%	2.0%	2.0%	1.8%	1.8%
2032	13,434	14,596	15,096	2,105	2,177	2.0%	2.0%	2.0%	1.5%	1.5%
2033	13,684	14,868	15,377	2,145	2,219	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%
2034	13,925	15,129	15,647	2,178	2,253	1.8%	1.8%	1.8%	1.5%	1.5%
2035	14,149	15,373	15,899	2,209	2,284	1.6%	1.6%	1.6%	1.4%	1.4%
2036	14,356	15,598	16,132	2,225	2,301	1.5%	1.5%	1.5%	0.8%	0.8%
2037	14,546	15,804	16,345	2,260	2,337	1.3%	1.3%	1.3%	1.5%	1.5%
2038	14,717	15,991	16,538	2,285	2,363	1.2%	1.2%	1.2%	1.1%	1.1%
2039	14,871	16,158	16,711	2,308	2,387	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
2040	15,008	16,307	16,865	2,320	2,400	0.9%	0.9%	0.9%	0.5%	0.5%
Porcentaje crecimiento 2017-2040:						1.9%	1.9%	1.9%	1.5%	1.5%

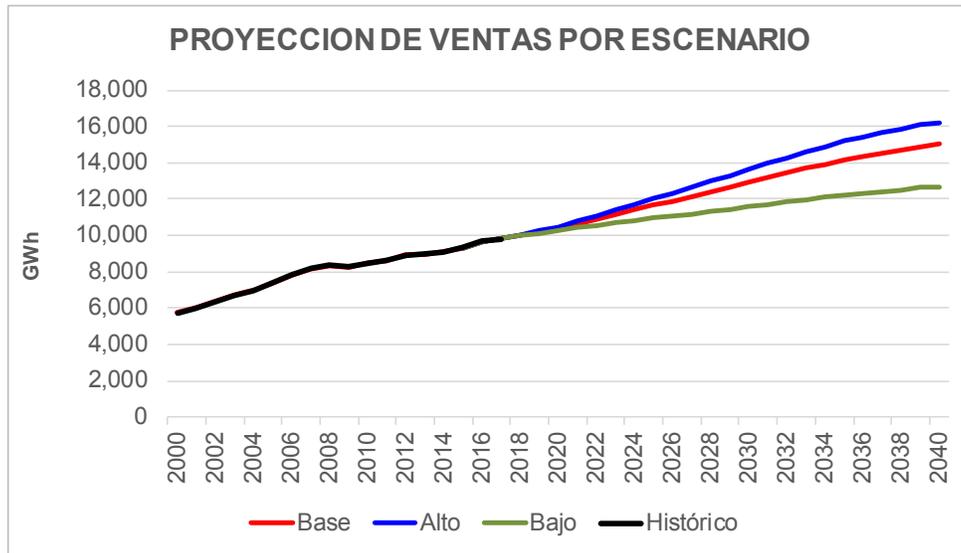


Figura 1-1
Proyecciones de ventas de energía

2 INTRODUCCION

Uno de los elementos fundamentales de la planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es la proyección de la demanda futura de electricidad que deberá atender el sistema en el largo plazo. Las proyecciones de demanda son una referencia fundamental para las decisiones futuras del sector eléctrico a mediano y largo plazo.

Las proyecciones de demanda se refieren a todo el Sistema Eléctrico Nacional, sin considerar transacciones internacionales.

En las proyecciones se utilizan, entre otras variables, estimaciones del crecimiento macroeconómico del país realizadas por el Banco Central de Costa Rica, 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 debe recordarse que una proyección nunca podrá arrojar una estimación exacta de las condiciones futuras, por la natural incertidumbre que reviste este tipo de procesos.

Para mitigar los efectos de la incertidumbre futura, 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 tendenciales y series de tiempo para el corto plazo y modelos de 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 2018-2040, para los tres escenarios probabilísticos.

3 CARACTERÍSTICAS DE LAS VENTAS DE ENERGIA

3.1 Participación 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 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 Coopealfaro¹. Los clientes servidos en alta tensión, que no utilizan el sistema de distribución, son atendidos por el ICE².

En la Figura 3-1 se muestra la participación de cada empresa distribuidora con respecto a las ventas totales del país para el año 2017 y en la Figura 3-2 el porcentaje de los clientes atendidos por cada empresa.



Figura 3-1
Porcentaje de energía vendida por las distribuidoras



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

¹ En el presente documento se abreviará el nombre de las cooperativas CoopeGuanacaste (Guan), Coopelesca (Lesc), CoopeSantos (Sant) y CoopeAlfaro (Alfa).

² El suministro en alta tensión se trata como un servicio independiente de las distribuidoras.

3.2 Cobertura eléctrica 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.

La Figura 3-3 muestra el área de servicio de cada una de las empresas distribuidoras.

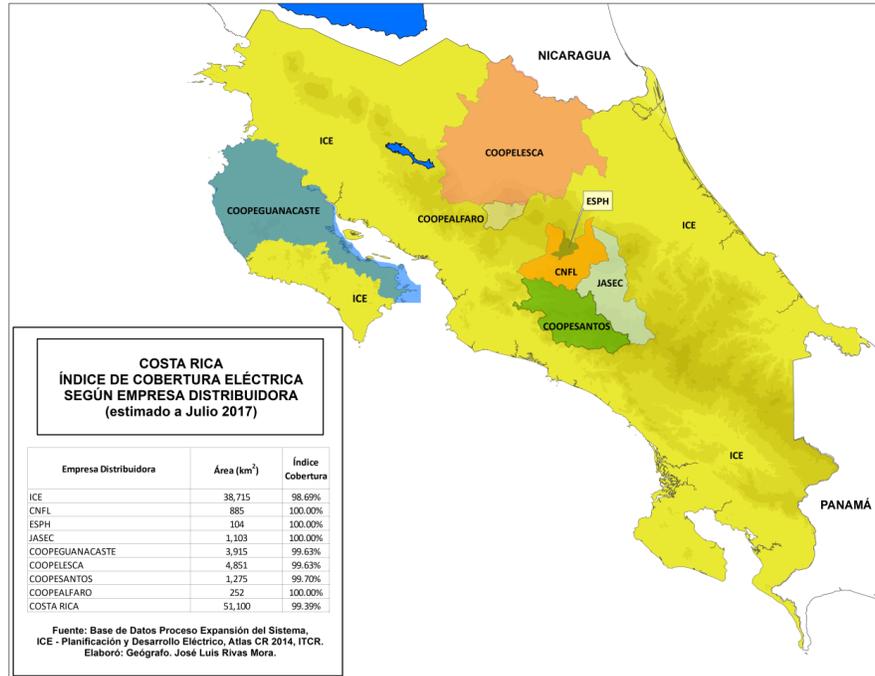


Figura 3-3
Áreas de servicio y cobertura eléctrica

La evolución de la cobertura se muestra en la Figura 3-4. La cobertura³ del país es actualmente de 99.4%. Prácticamente no existen demandas insatisfechas a cubrir por falta de cobertura.

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 2017. PDE. Agosto 2017.

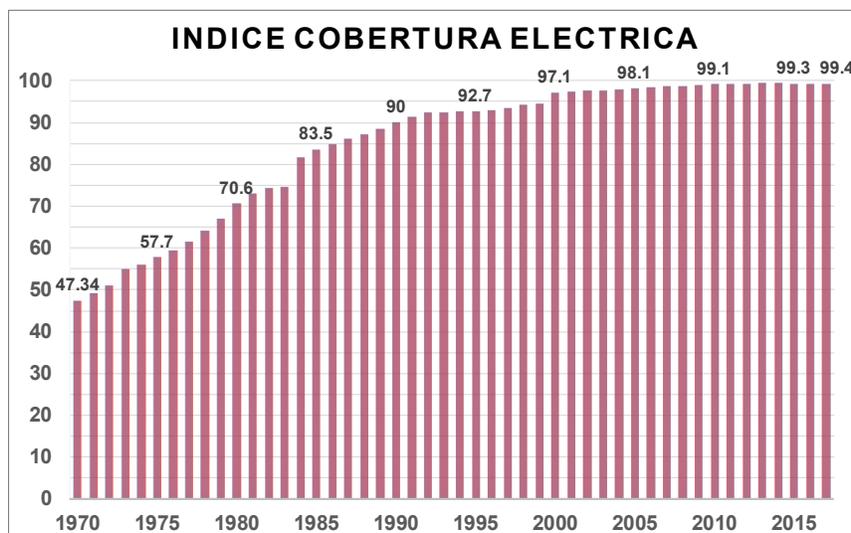


Figura 3-4
Índice de cobertura eléctrica

3.3 Ventas de energía por sector de consumo

En el año 2017, las ventas de energía a clientes directos alcanzaron 9 806 GWh, de los cuales 9 568 GWh fueron servidos por las empresas distribuidoras y 238 GWh se vendieron a clientes de alta tensión⁴.

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 de la presente proyección de demanda, estos dos grupos se integran con el objeto de mejorar la simulación del sector industrial. La demanda relativa de los cinco sectores de consumo se indica en la Figura 3-5.

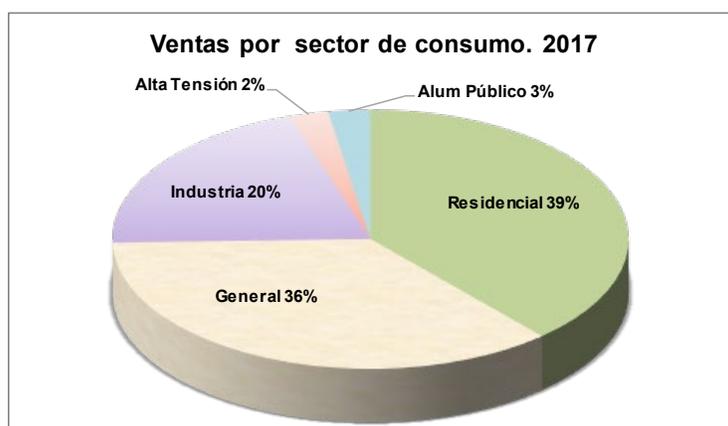


Figura 3-5
Consumo relativo por sectores

⁴ Informe mensual de ventas de energía por empresa distribuidora y sector de consumo.2017. ICE. División de Finanzas Corporativas. Dirección de Planificación Financiera.

(esta página intencionalmente en blanco)

4 METODOLOGIA PARA ESTIMAR LA DEMANDA ELECTRICA NACIONAL

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

Como parte de esa optimización, en la presente predicción se introduce una novedad al proyectar de manera independiente el corto y largo plazo para cada uno de los cuatro sectores de consumo. Esta condición permitió utilizar modelos de simulación diferentes en cada etapa, con el objeto de representar mejor las series de datos dentro de la optimización de las simulaciones.

En la simulación de corto plazo, correspondiente a los dos primeros años de la proyección, se trabaja utilizando métodos tendenciales y series de tiempo.

En la simulación de largo plazo, se toman los resultados de la primera etapa, para conformar la serie de datos histórica. En esta etapa se trabaja con modelos de redes neuronales. En el Anexo N°1 se muestra una breve explicación de esta técnica.

4.1 Proyección de corto plazo

4.1.1 Descripción del Modelo Holt-Winters

Dado que las series de tiempo a pronosticar poseen una tendencia y un patrón estacional, se utiliza un modelo Holt-Winters aditivo, cuyas componentes son las siguientes:

- **Suavizado exponencial simple (l_t):** Esta componente es autoregresivo 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.

- **Corrección por tendencia (b_t):** Esta corrección, modifica la 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.

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

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

Donde:

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

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

$$sn_t = \zeta(X_t - l_t) + (1 - \zeta)sn_{t-p}$$

p : periodo de la estacionalidad.

4.1.2 Datos de entrenamiento y prueba

Para cada sector de consumo, se utilizaron registros mensuales de ventas de enero 2007 a diciembre 2017 (once años de datos). Luego, este periodo se dividió en dos grupos: el primero corresponde al grupo de entrenamiento, con el cual se calibra el modelo; el segundo al grupo de prueba, que permite evaluar la precisión del modelo predictivo que se entrenó.

Para evaluar el desempeño del método y su consistencia a través de los años, se definieron siete ejercicios de entrenamiento y prueba. Éstos se presentan en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1

No.	Datos de entrenamiento	Datos de prueba
1	Enero 2007 a diciembre 2010	Enero 2011 a diciembre 2017
2	Enero 2007 a diciembre 2011	Enero 2012 a diciembre 2017
3	Enero 2007 a diciembre 2012	Enero 2013 a diciembre 2017
4	Enero 2007 a diciembre 2013	Enero 2014 a diciembre 2017
5	Enero 2007 a diciembre 2014	Enero 2015 a diciembre 2017
6	Enero 2007 a diciembre 2015	Enero 2016 a diciembre 2017
7	Enero 2007 a diciembre 2016	Enero 2017 a diciembre 2017

Para cada uno de estos períodos, se proyectaron las ventas de cada sector desde el final de la fecha de entrenamiento hasta diciembre del 2017, según se muestra en la columna "Datos de prueba". Luego, estas proyecciones se compararon con las ventas reales para determinar el error de proyección del modelo, para los últimos siete años y así determinar su consistencia.

4.1.3 Formulación del Modelo predictivo

Durante esta etapa se realiza un proceso de exploración del modelo, calibración y de filtrado selectivo. Para cada ejercicio de proyección anteriormente descrito, se aplica el siguiente procedimiento:

- **Exploración inicial:** para cada periodo de entrenamiento, y para cada sector, se determinó el orden⁵ del modelo Holt-Winters que ofrecía los mejores resultados.
- **Calibración:** a partir de la información obtenida en la etapa de exploración inicial, se escogió un único orden para el modelo Holt-Winters, cuyos coeficientes fueron ajustados en cada uno de los periodos de entrenamiento.
- **Filtrado selectivo:** utilizando Análisis Espectral Singular (SSA)⁶ se repitió la etapa de exploración inicial, pero tomando como insumo las ventas por sector filtradas mediante SSA.
- **Calibración con SSA:** Se repitió la etapa de calibración, pero tomando como insumo las ventas por sector filtradas mediante SSA.

4.1.4 Evaluación del Modelo predictivo

Para validar los resultados arrojados por los modelos predictivos desarrollados para cada sector, se utiliza un indicador conocido como MAPE que proporciona una medida del error de la predicción para un período de tiempo dado.

El MAPE se calcula como se indica seguidamente:

$$\text{MAPE} = \frac{100\%}{n} \sum_{i=1}^{12} \left| \frac{y_{\text{modelo}_i} - y_{\text{real}_i}}{y_{\text{real}_i}} \right|$$

MAPE: Mean Absolute Percentage Error. Corresponde al error absoluto porcentual promedio y se calcula para cada año proyectado, a partir de los datos mensuales.

4.1.5 Proyección de la demanda de ventas de energía

La proyección de ventas nacional de energía se estimó para el corto plazo sumando las proyecciones de ventas de los cuatro 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 4-2.

⁵ Se define en la Sección 4.1.1.

⁶ Con el Análisis Singular Espectral (SSA) se logra separar tendencias de episodios transitorios (crisis).

Tabla 4-2
Proyección de ventas de energía para el corto plazo

PROYECCION DE VENTAS DE CORTO PLAZO (GWh)						
	Residencial	General	Industria	Alta Tensión	Alumbrado Público	Total
2018	3,841	3,606	2,033	235	267	9,981
2019	3,898	3,712	2,054	236	274	10,174

4.2 Proyección de largo plazo.

La demanda de electricidad de largo plazo se estima en función de consumos históricos y de proyecciones de variables económicas y demográficas.

La demanda eléctrica se estima a partir de posibles escenarios de desarrollo de la actividad económica del país, del precio de la energía y del crecimiento de la población usando un modelo de redes neuronales. 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 sector de consumo del Sistema Eléctrico Nacional. En el país se identifican cuatro grandes sectores de consumo:

- Residencial
- General
- Industria
- Alumbrado Público

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.

En términos generales, el procedimiento de la estimación de la demanda de largo plazo es el siguiente:

1. Se definen las variables explicativas de cada sector de consumo.
2. Se introducen en la base de datos las proyecciones de corto plazo para el escenario base, anteriormente calculadas para los años 2018 y 2019. Estos años son tratados dentro de la proyección de largo plazo como datos históricos.
3. Se proyectan los valores de las variables explicativas, de cada sector, para todo el horizonte de la proyección.
4. Se entrenan 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 (2020-2040).
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 Uso 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. El 2018 constituye el sexto año consecutivo en que se utilizan redes neuronales para la estimación de la demanda de largo plazo en el ICE.

Las redes neuronales 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.

El método de redes neuronales fue adoptado para la proyección de demanda de largo plazo con base en un estudio realizado en el año 2012⁷. Este estudio comparó el desempeño, en la estimación de la demanda, de éste y otros algoritmos de inteligencia artificial. Las redes neuronales resultaron el método más adecuado.

La eficacia de la metodología de RNA fue nuevamente revisada en el año 2016. Los resultados obtenidos permitieron validar la bondad de la misma. 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”⁸.

4.2.2 Selección de las variables independientes

Las variables explicativas se identificaron a partir de una exhaustiva revisión estadística de los principales factores que muestran una correlación con la demanda eléctrica de cada sector de consumo. Esta revisión se hizo en el año 2002, usando los registros históricos de

⁷ Comparación entre métodos para la proyección de la demanda de energía eléctrica a largo plazo. Investigación y Desarrollo, PySA, ICE. 2012. En el Anexo 1 se describe el estudio realizado.

⁸ PDE, ICE, julio 2017.

los años 1991-2001. La pertinencia de las mismas fue valorada, nuevamente, en estudios realizados en los años 2016 y 2017⁹.

La bondad de la metodología de proyecciones de demanda eléctrica, comprendida como el método de proyección y las variables que lo alimentan fue verificada a través de los análisis realizados. 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 mismo estudio antes indicado se verifica que las variables usadas en las proyecciones corresponden a lo que es usual en este tipo de análisis. La investigación realizada muestra que hay una gran convergencia en estudios internacionales con respecto a las variables decisivas en análisis de proyecciones de demanda. En el Anexo N°2 puede observarse un resumen de la investigación

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

- Número de clientes residenciales
- Precio medio de la electricidad para cada sector
- Variables macroeconómicas del país

Las variables que se utilizan en cada sector de consumo se resumen en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3
Variables explicativas de la demanda eléctrica para el largo plazo

SECTOR DE CONSUMO	NUMERO CLIENTES		PRECIO DE LA ENERGIA			VARIABLES ECONOMICAS	
	Cientes Res	Cientes SEN	Precio Res	Precio Gen	Precio GI	VAI	VACA
Residencial	X		X				
General				X			X
Industria					X	X	
Alumbrado Público		X					

Precio: promedio ponderado del precio de venta al cliente final

VAI: Valor Agregado Industrial

VACA: Valor Agregado Comercial Ampliado

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

⁹ Análisis de la suficiencia y pertinencia de las variables explicativas del modelo de estimación de demanda eléctrica, PDE, ICE, julio 2017.

manera se definen los parámetros que permiten que las redes neuronales mapeen adecuadamente los datos de entrada provistos, en las salidas correspondientes.

Seguidamente, se explica cómo se formula el modelo de demanda de largo plazo para cada sector de consumo. Se resume la información histórica disponible, la forma en que fue utilizada, características de la programación y validación de los modelos.

4.2.4 Información histórica disponible

La información histórica que alimenta los modelos de proyección depende de cada sector en estudio. Para sectores Residencial y Alumbrado Público se tienen 35 años de información histórica disponible, correspondiente a la serie de datos del año 1983 al 2017.

La serie histórica asociada al sector General está acotada por la información disponible relativa a las estadísticas macroeconómicas del Banco Central de Costa Rica (BCCR). Para la proyección se dispone de datos del año 1991 al 2017.

Para la estimación de las estadísticas macroeconómicas del país, antes del año 2016, el BCCR utilizó una base de costos de la estructura productiva del país referida al año 1991. En el año 2016, el BCCR cambia la base de costos referenciándolo al año 2012 y actualiza con esta referencia la información macroeconómica histórica desde el año 1991. Además de la conversión de la base de referencia de costos, el BCCR realizó ajustes en las cuentas nacionales para contemplar los cambios en la realidad económica del país. Las nuevas cuentas nacionales consideran 183 productos y 136 actividades.

Debido a que la conversión de la base de datos del BCCR cubre retrospectivamente hasta el año 1991, la serie histórica de la base de datos de indicadores económicos usados en la proyección de demanda se restringe a ese período.

Para el sector Industrial los datos históricos están limitados por el precio, del cual se tienen registros desde 1994.

En la Tabla 4-4 se muestra un resumen de la información histórica disponible¹⁰.

Tabla 4-4

Registros Históricos		
Sector de consumo	Rango de años	Cantidad de datos
Residencial	1983-2017	35
General	1991-2017	27
Industria	1994-2017	24
Alumbrado Público	1983-2017	35

¹⁰ Hasta la proyección del año 2016 se disponía de una serie de datos de más de 30 años para cada sector.

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 ajustar los parámetros de la red de modo que se minimice el error de estimación. 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 4-1 se observan proyecciones de miles de redes entrenadas con información histórica, para las cuales se ha verificado que se ajustan bien a los datos reales. La amplia dispersión de los resultados para el período de proyección muestra la gran incertidumbre asociada a las estimaciones de demanda.

Sin embargo, 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 la 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 la de la Figura 4-1.

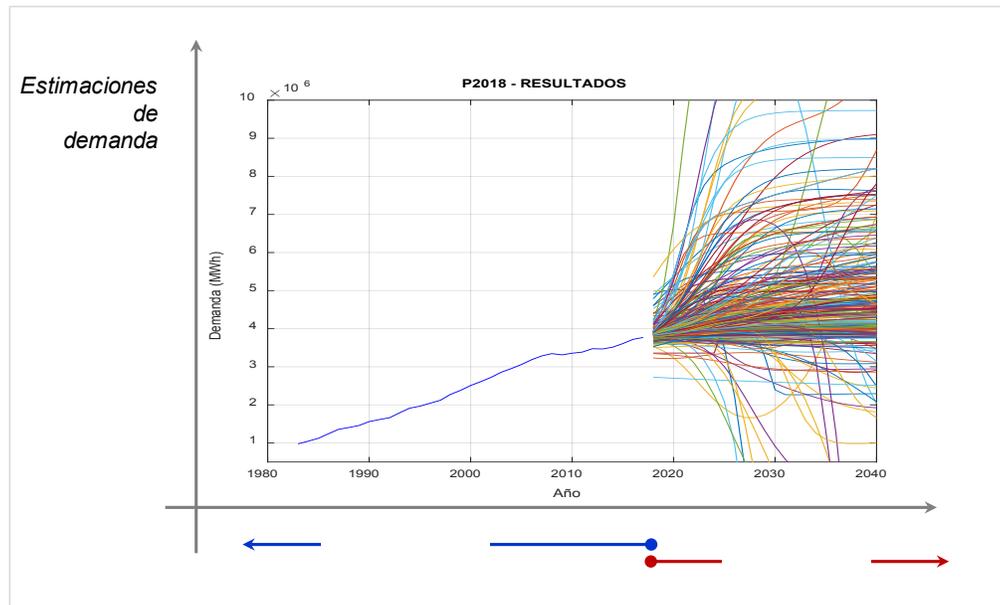


Figura 4-1
Nube de proyecciones sin filtrar

En la Figura 4-1 se evidencia que cientos de redes son soluciones del problema, pero no todas son factibles en la realidad. Para superar esta situación se definieron criterios basados en el comportamiento histórico de las ventas, que permitieran filtrar las redes neuronales que generaban 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 este valor de crecimiento en algún año del horizonte proyectado, esta red es desechada. La Tabla 4-5 resume los crecimientos máximos permitidos por sector.

Tabla 4-5

Límite de máximo crecimiento		
Sector de consumo	Crecimiento máximo	Observaciones
Residencial	8%	Mayor crecimiento histórico anual desde 1991
General	13%	Mayor crecimiento histórico anual desde 1992
Industria	22%	Segundo crecimiento histórico anual desde 1991
Alumbrado Público	18%	Mayor crecimiento histórico anual desde 1992

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 este valor de decrecimiento, en algún año del horizonte proyectado, sea desechada. La Tabla 4-6 recoge los decrecimientos máximos permitidos por sector.

Tabla 4-6

Límite de mínimo crecimiento		
Sector de consumo	Crecimiento máximo	Observaciones
Residencial	5%	Se relaja el límite histórico
General	5%	Se relaja el límite histórico
Industria	14%	Decrecimiento histórico máximo
Alumbrado Público	4%	Decrecimiento histórico máximo

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 2021 y el 2040, presentaron valores por debajo de la demanda del 2019, que resultó de la proyección de corto plazo.

En la Figura 4-2, se presenta un ejemplo de las restricciones dos, tres, cuatro y cinco. 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.

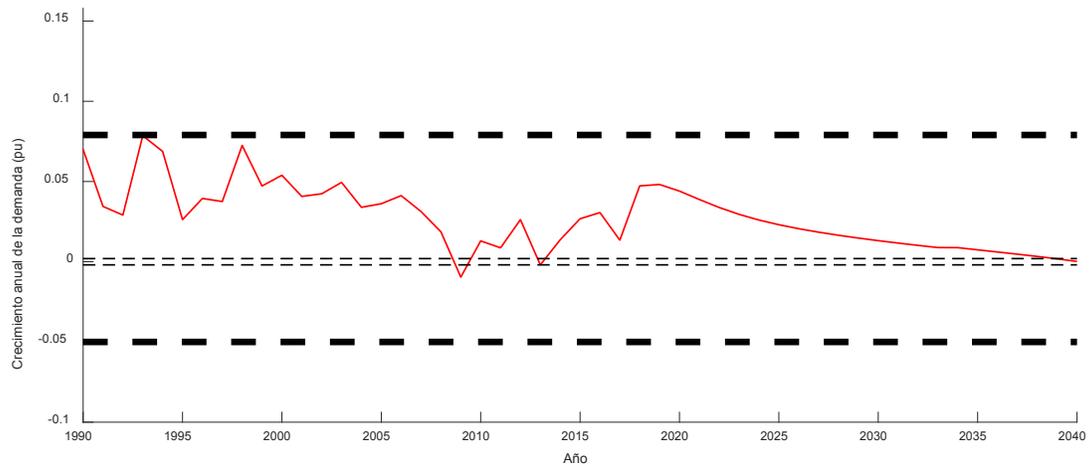


Figura 4-2
Restricciones para probar la factibilidad de una simulación de ventas

(esta página intencionalmente en blanco)

5 PROYECCION DE LAS VARIABLES EXPLICATIVAS

5.1 Proyección del número 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 primera interesan los clientes residenciales y para la segunda, 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 INEC¹¹. Con los datos históricos de población y de clientes del período 2001-2017, se encontró una curva de mejor ajuste para estimar los clientes a partir del dato futuro de población. Se definió una curva polinómica de segundo grado y los resultados de su aplicación se muestran en la Figura 5-1.

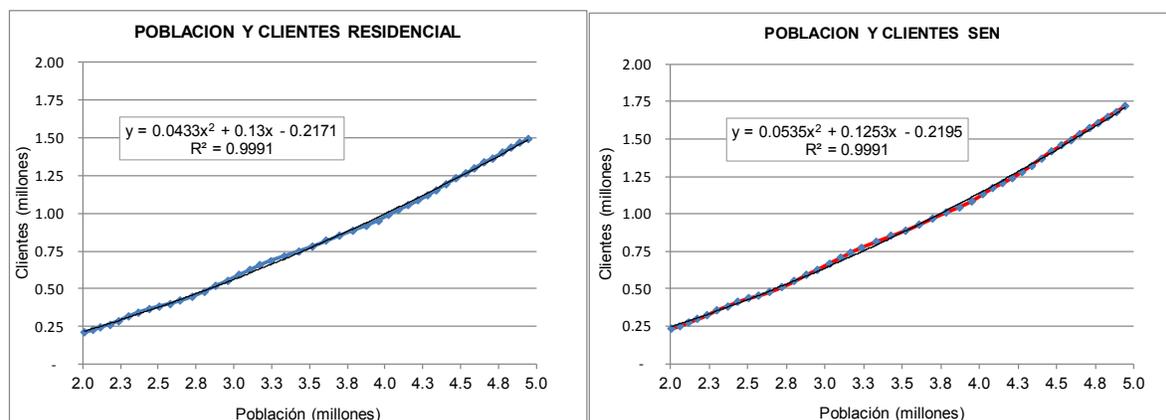


Figura 5-1
Relación entre población y clientes eléctricos

Para cada grupo de clientes, las ecuaciones son las siguientes:

- Sector Residencial: $y = 0.0433 x^2 + 0.13 x - 0.2171$
- Total, SEN: $y = 0.0535 x^2 + 0.1253 x - 0.2195$

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

En la Tabla 5-1 se presenta la proyección del número de clientes residenciales y totales del SEN, calculadas con base en las ecuaciones antes indicadas. Hasta el 2017, los datos son históricos.

¹¹ Información suministrada por Instituto Nacional de Estadística y Censos-INEC, por medio de correo electrónico del 4 de enero 2018.

Tabla 5-1 Población y clientes eléctricos

	Proyección Clientes 2018-2040					
	Población		Cliente Residencial		Cliente SEN	
	millones	% crec	millones	% crec	millones	% crec
2011	4.59	1.3%	1.30	2.6%	1.49	2.6%
2012	4.65	1.3%	1.33	2.8%	1.53	2.7%
2013	4.71	1.3%	1.37	2.3%	1.57	2.3%
2014	4.77	1.3%	1.40	2.5%	1.61	2.5%
2015	4.83	1.2%	1.43	2.5%	1.65	2.4%
2016	4.89	1.2%	1.46	2.0%	1.68	2.0%
2017	4.95	1.2%	1.49	2.0%	1.72	2.3%
2018	5.00	1.1%	1.52	2.1%	1.75	2.1%
2019	5.06	1.1%	1.55	2.0%	1.79	2.1%
2020	5.11	1.1%	1.58	2.0%	1.83	2.0%
2021	5.16	1.0%	1.61	1.9%	1.86	1.9%
2022	5.21	1.0%	1.64	1.8%	1.90	1.8%
2023	5.26	0.9%	1.67	1.7%	1.93	1.8%
2024	5.31	0.9%	1.70	1.7%	1.96	1.7%
2025	5.36	0.9%	1.73	1.6%	1.99	1.6%
2026	5.40	0.8%	1.75	1.5%	2.03	1.6%
2027	5.44	0.8%	1.78	1.5%	2.06	1.5%
2028	5.48	0.8%	1.80	1.4%	2.09	1.4%
2029	5.53	0.7%	1.83	1.4%	2.11	1.4%
2030	5.56	0.7%	1.85	1.3%	2.14	1.3%
2031	5.60	0.7%	1.88	1.2%	2.17	1.3%
2032	5.64	0.6%	1.90	1.2%	2.20	1.2%
2033	5.67	0.6%	1.92	1.1%	2.22	1.2%
2034	5.71	0.6%	1.94	1.1%	2.25	1.2%
2035	5.74	0.6%	1.96	1.1%	2.27	1.1%
2036	5.77	0.6%	1.98	1.0%	2.30	1.1%
2037	5.81	0.5%	2.00	1.0%	2.32	1.0%
2038	5.84	0.5%	2.02	1.0%	2.34	1.0%
2039	5.87	0.5%	2.04	0.9%	2.36	0.9%
2040	5.89	0.5%	2.06	0.9%	2.38	0.9%

1/ Para la corrección del error se usa el promedio 2008-2017

5.2 Proyección 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 del año 2017, se presentan en la Tabla 5-2. A partir del año 2018 se estima un crecimiento de un 1% anual.

Tabla 5-2 Precios por sector

PRECIOS CONSTANTES (prom2017¢/kWh)				
	Residencial	General	Alumb Públ	Industria
2011	84.31	102.04	101.08	78.73
2012	83.14	98.00	98.39	78.22
2013	96.05	113.40	99.28	88.14
2014	91.75	107.28	91.99	83.86
2015	85.72	98.25	92.83	77.32
2016	89.13	103.76	107.42	77.33
2017	82.1	94.6	105.9	75.2
2018	82.9	95.5	107.0	76.0
2019	83.7	96.5	108.1	76.7
2020	84.6	97.4	109.1	77.5
2021	85.4	98.4	110.2	78.3
2022	86.3	99.4	111.3	79.0
2023	87.1	100.4	112.5	79.8
2024	88.0	101.4	113.6	80.6
2025	88.9	102.4	114.7	81.4
2026	89.8	103.4	115.9	82.2
2027	90.7	104.5	117.0	83.1
2028	91.6	105.5	118.2	83.9
2029	92.5	106.6	119.4	84.7
2030	93.4	107.6	120.6	85.6
2031	94.4	108.7	121.8	86.4
2032	95.3	109.8	123.0	87.3
2033	96.3	110.9	124.2	88.2
2034	97.2	112.0	125.5	89.1
2035	98.2	113.1	126.7	90.0
2036	99.2	114.2	128.0	90.9
2037	100.2	115.4	129.3	91.8
2038	101.2	116.5	130.6	92.7
2039	102.2	117.7	131.9	93.6
2040	103.2	118.9	133.2	94.5

5.3 Proyección de las variables económicas

Seguidamente se explica cómo se realiza la proyección de las variables explicativas relativas a la actividad de la economía nacional:

- Valor Agregado Industrial (VAI), utilizado en la proyección del Sector Industrial.
- Valor Agregado Comercial Ampliado (VACA), deducido a partir del VAC. Utilizado en la proyección del Sector General.

5.3.1 Estimación de corto plazo de las variables macroeconómicas del país

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) y el Valor Agregado Comercial Ampliado, VACA. Este último se calcula sumando al VAC 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 5-3 se presentan los datos del BCCR.

De acuerdo a la proyección de índices económicos vigente al momento de la estimación de la demanda de electricidad, se presume una expectativa de crecimiento del PIB de 3.2% y 3,6% para el año 2018 y 2019.

Tabla 5-3
Publicación de variables económicas del BCCR, 1991-2019

Producto Interno Bruto por Actividad Económica						
Volumen a precios del año anterior encadenado, referencia 2012						
Millones de colones encadenados, tasas de variación y aportes						
	1991	1992	...	2017	2018	2019
Millones de colones encadenados						
Producto Interno Bruto a precios de mercado	8,939,513.7	9,761,641.6	...	27,558,606.9	28,562,585.2	29,687,890.7
Impuestos a los productos y las importaciones (netos de subvenciones)	661,087.1	778,218.5	...	2,373,406.0	2,444,947.3	2,534,566.9
Valor agregado a precios básicos (B1b)	8,286,990.3	8,988,386.2	...	25,185,780.7	26,117,034.6	27,152,003.8
Agricultura, silvicultura y pesca (A)	634,584.1	666,471.2	...	1,366,428.1	1,398,079.5	1,440,131.4
Minas y canteras (B)	50,857.3	60,903.0	...	86,746.7	88,946.6	91,300.9
Manufactura (C)	1,774,696.1	1,950,835.5	...	3,287,018.3	3,413,865.3	3,560,046.3
Electricidad, agua y servicios de saneamiento (D, E)	237,771.9	255,187.6	...	685,997.8	695,356.3	734,362.3
Construcción (F)	360,709.4	425,672.8	...	1,133,711.0	1,148,590.8	1,165,847.5
Comercio al por mayor y al por menor	1,174,108.3	1,295,742.8	...	2,653,948.6	2,717,316.0	2,816,032.6
Transporte y almacenamiento (H)	501,168.0	525,190.5	...	1,074,514.1	1,126,174.7	1,180,555.7
Actividades de alojamiento y servicios de comida (I)	257,923.7	291,102.2	...	826,818.8	860,381.4	897,716.6
Información y comunicaciones (J)	49,876.1	54,056.5	...	1,215,642.9	1,306,388.5	1,390,553.2
Actividades financieras y de seguros (K)	202,369.3	212,027.1	...	1,686,785.4	1,790,692.6	1,898,163.9
Actividades inmobiliarias (L)	407,575.5	462,350.9	...	2,205,745.8	2,251,357.5	2,304,129.4
Actividades profesionales, científicas, técnicas, administrativas y servicios de apoyo (M, N)	346,522.7	380,550.0	...	3,290,608.4	3,486,067.8	3,684,911.4
Administración pública y planes de seguridad social de afiliación obligatoria (O)	731,926.7	746,623.7	...	1,093,493.2	1,119,957.7	1,133,872.2
Enseñanza y actividades de la salud humana y de asistencia social (P, Q)	1,606,024.0	1,687,790.1	...	3,752,855.1	3,850,503.4	3,951,021.2
Otras actividades (R, S, T, U)	370,760.5	379,548.0	...	837,757.4	887,521.5	940,639.3

Fuente: Banco Central de Costa Rica

La Tabla 5-4 recoge los valores históricos de las variables antes mencionadas. El 2018 y 2019 se construyen a partir de estimaciones preliminares del BCCR para el PIB y el VAI. La estimación del VACA para esos años se realiza de acuerdo a lo indicado anteriormente.

Tabla 5-4
Variables históricas económicas

Proyección de Variables Económicas						
Volumen a precios del año anterior, encadenado, referencia 2012.						
millones de colones encadenados, tasas de variación						
Año	PIB	VAI	VACA	CRECIMIENTO ANUAL		
				PIB	VAI	VACA
1991	8,940	1,775	6,298			
1992	9,762	1,951	6,777	9.2%	9.9%	7.6%
1993	10,453	2,051	7,187	7.1%	5.1%	6.0%
1994	10,923	2,089	7,518	4.5%	1.8%	4.6%
1995	11,373	2,162	7,737	4.1%	3.5%	2.9%
1996	11,514	2,150	7,730	1.2%	-0.5%	-0.1%
1997	12,154	2,312	8,091	5.6%	7.5%	4.7%
1998	13,000	2,448	8,595	7.0%	5.9%	6.2%
1999	13,513	2,501	9,019	3.9%	2.1%	4.9%
2000	14,031	2,581	9,410	3.8%	3.2%	4.3%
2001	14,521	2,566	9,849	3.5%	-0.6%	4.7%
2002	14,999	2,655	10,207	3.3%	3.5%	3.6%
2003	15,637	2,691	10,630	4.3%	1.4%	4.1%
2004	16,315	2,800	11,122	4.3%	4.0%	4.6%
2005	16,947	2,900	11,572	3.9%	3.6%	4.0%
2006	18,173	3,018	12,412	7.2%	4.1%	7.3%
2007	19,658	3,103	13,514	8.2%	2.8%	8.9%
2008	20,572	3,032	14,470	4.6%	-2.3%	7.1%
2009	20,372	2,790	14,757	-1.0%	-8.0%	2.0%
2010	21,381	2,965	15,409	5.0%	6.3%	4.4%
2011	22,302	3,053	16,104	4.3%	3.0%	4.5%
2012	23,371	3,155	16,963	4.8%	3.4%	5.3%
2013	23,902	3,159	17,442	2.3%	0.1%	2.8%
2014	24,742	3,184	18,182	3.5%	0.8%	4.2%
2015	25,640	3,022	19,157	3.6%	-5.1%	5.4%
2016	26,706	3,166	19,903	4.2%	4.8%	3.9%
2017	27,559	3,287	20,545	3.2%	3.8%	3.2%
2018	28,563	3,414	21,329	3.6%	3.9%	3.8%
2019	29,688	3,560	22,189	3.9%	4.3%	4.0%

5.3.2 Estimación de largo plazo de las variables macroeconómicas del país

A partir del 2020 se utilizó un supuesto de crecimiento del Producto Interno bruto (PIB) de entre 3.9%. Esta proyección se sustenta en información de referencia provista por el BCCR, que, por no estar catalogada como información pública, no es posible publicar en el presente documento.

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

(esta página intencionalmente en blanco)

6 COMPOSICION DE LOS ESCENARIOS DE DEMANDA

Los tres escenarios de demanda, bajo, medio y alto, se construyen usando un solo escenario de las variables explicativas.

Considerando que para un mismo conjunto de variables explicativas, el algoritmo de redes neuronales puede encontrar un número grande de proyecciones igualmente válidas¹², en lugar de escoger soluciones puntuales, se toman valores estadísticos de toda la población de soluciones válidas. 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 quede cubierta.

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

De esta nube de puntos se calcularon las curvas para diferentes percentiles. El percentil es 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.

Los escenarios se construyeron conforme se indica en la Tabla 6-1 para cada uno de los sectores de consumo.

Tabla 6-1
Selección de percentiles para cada sector

ESCENARIOS DE DEMANDA 2018			
Sector de consumo	Medida estadística		
	Alto	Base	Bajo
Residencial	P75	Media	P25
General	P75	Media	P25
Industria	P75	Media	P25
Alumbrado Público	P75	Media	P25

PXX=Percentil estadístico

A modo de ejemplo, en la Figura 6-1 se puede observar la nube de proyecciones y el trazado de los percentiles del Sector Residencial.

¹² Se entiende por válida la solución que satisface una serie de criterios preestablecidos de aceptación.

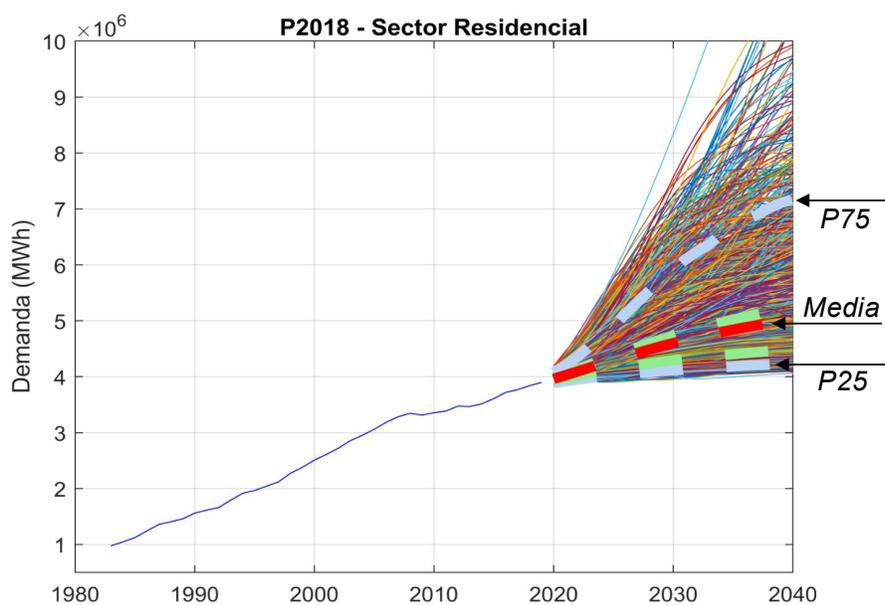


Figura 6-1
Nube de proyecciones de demanda y estadísticos
Sector Residencial

De esta manera se determinaron los escenarios de demanda media, alta y baja para cada sector. Estos 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.

7 PROYECCIONES DE VENTAS DE ENERGIA

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

7.1 Sector Residencial

El Sector Residencial tiene un comportamiento muy estable por ser la agregación de muchas demandas, correspondiente a más de 1.4 millones de clientes.

En el presente estudio, la demanda residencial se explica con dos variables independientes: el número de clientes residenciales y el precio promedio del Sector Residencial.

En la Figura 7-1 se muestran los escenarios de la demanda residencial.

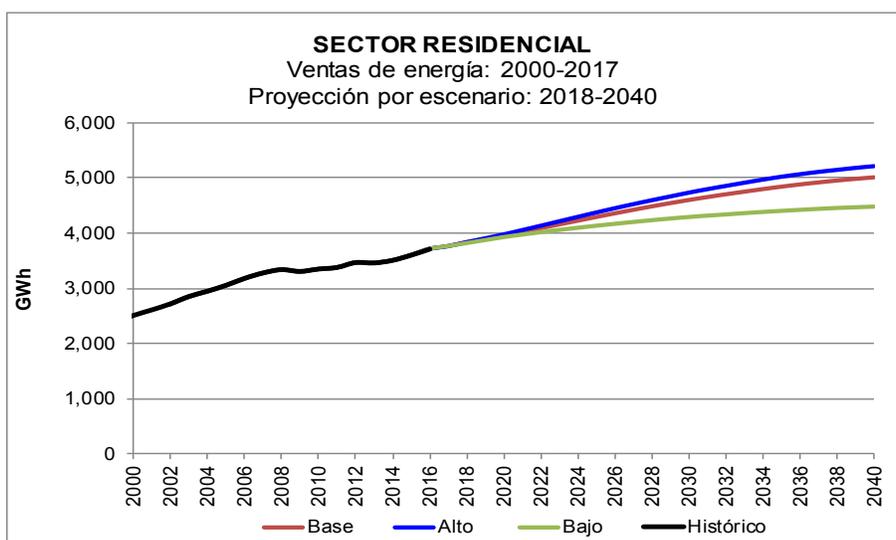


Figura 7-1
Proyecciones del Sector Residencial

7.2 Sector General

El Sector General está conformado actualmente por más de 216 mil clientes. Es un conjunto heterogéneo que comprende, entre otros, el comercio, servicios, empresas de turismo y oficinas. Incluye todos los clientes que no están clasificados como residenciales o como industriales.

La proyección del Sector General se sustenta en dos variables explicativas independientes: el Valor Agregado Comercial Ampliado (VACA) y el precio promedio del Sector.

En la Figura 7-2 se muestra el comportamiento histórico y las tres proyecciones de ventas.

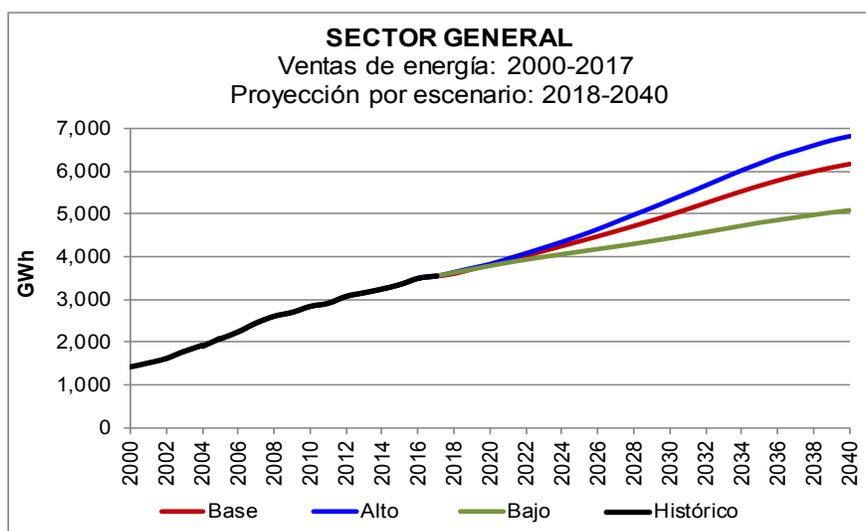


Figura 7-2
Proyecciones del Sector General

7.3 Sector Industrial

Este sector se compone de todos los clientes industriales, incluidos los de alta tensión. Agrupa en el orden de 9 200 clientes.

La proyección del Sector Industria se sustenta en dos variables explicativas independientes: el Valor Agregado Industrial (VAI) y el precio promedio del Sector Industrial.

En la Figura 7-3 se muestra el comportamiento histórico y las tres proyecciones de ventas.

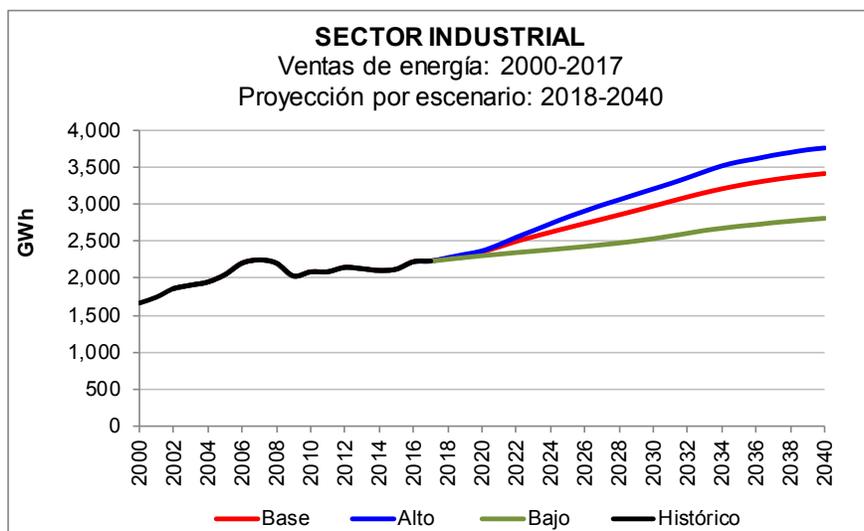


Figura 7-3
Proyecciones del Sector Industrial Total

7.4 Sector Alumbrado Público

La proyección de ventas del Sector Alumbrado Público se sustenta en una sola variable explicativa, que es el número de clientes totales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Las proyecciones resultantes se muestran en la Figura 7-4.

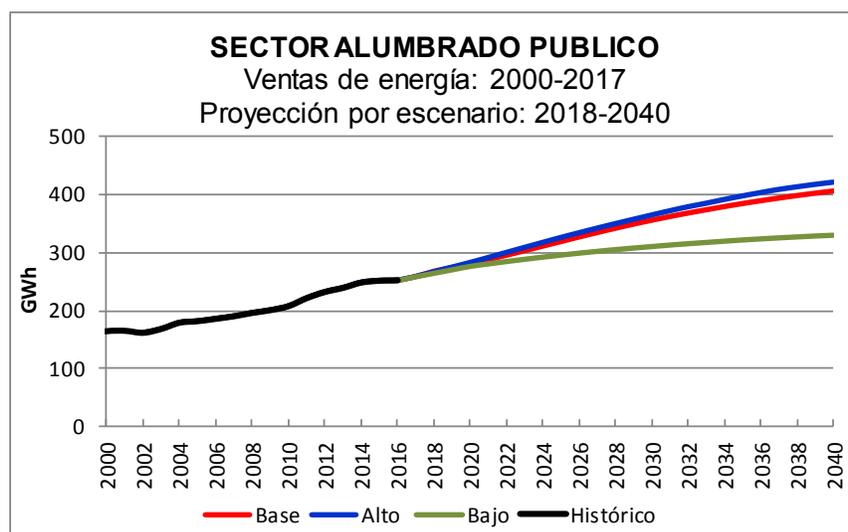


Figura 7-4
Proyecciones del Sector alumbrado público

7.5 Ventas totales

Las ventas totales del SEN se obtienen al sumar las proyecciones de los cinco sectores. En la Figura 7-5 y Figura 7-6, respectivamente, se muestran las proyecciones de cada sector para el Caso Base y las proyecciones de ventas totales. En el Anexo 4 se pueden consultar las tablas con los valores calculados para los escenarios base, alto y bajo.

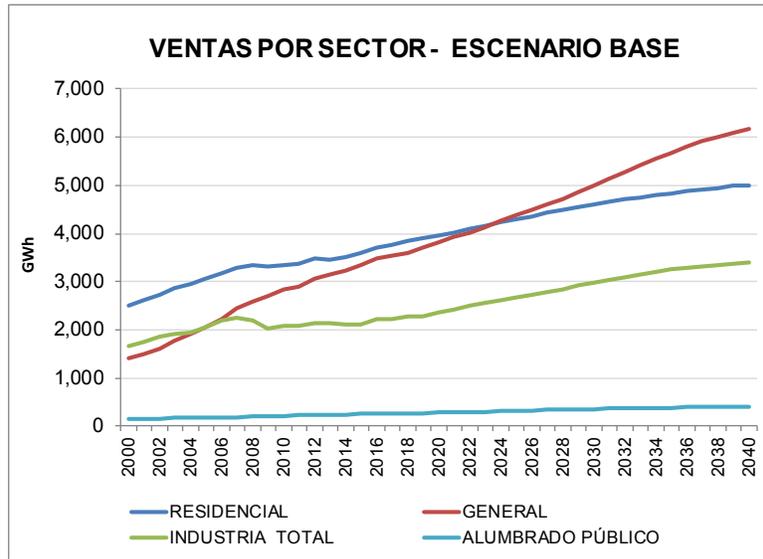


Figura 7-5
Proyección por sectores. Escenario medio

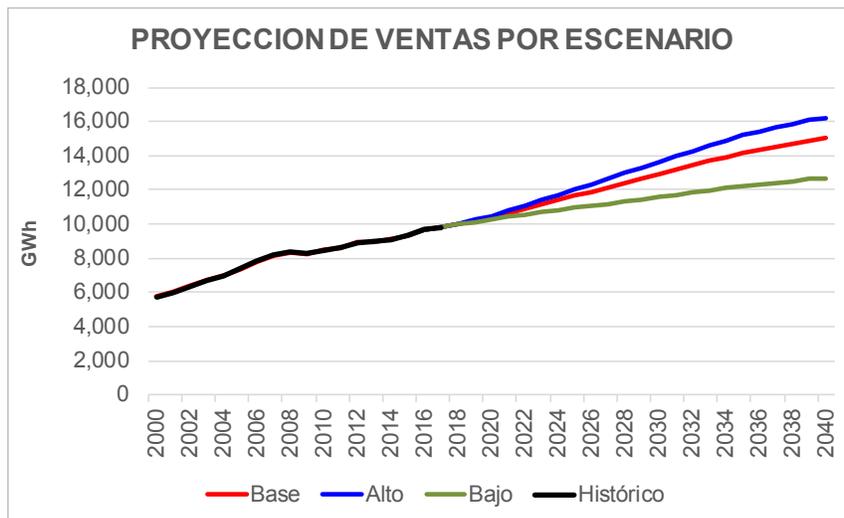


Figura 7-6
Proyección de ventas totales

8 CALCULO DE PERDIDAS 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.

8.1 Pérdidas del sistema de distribución y transmisión

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

El factor de pérdidas totales se calcula como:

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

Dónde:

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 2016¹³. Para los propósitos de las proyecciones de demanda, se supondrá simplídicamente que corresponde a:

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

Dónde:

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)

Los valores históricos de las pérdidas se muestran en la Figura 8-1.

Para proyectar las pérdidas en el futuro, se ha supuesto que las pérdidas totales se mantendrán en 11.01% y las pérdidas de transmisión en 3.31%, en los tres escenarios de demanda.

¹³ Publicado por el Negocio de Distribución y Comercialización, 2017. 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.

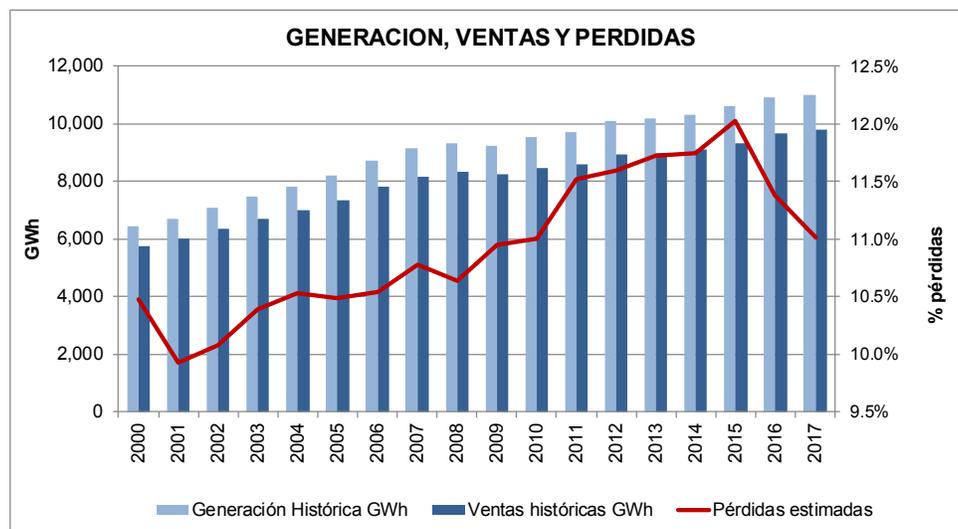


Figura 8-1
Pérdidas del sistema

8.2 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. 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 8-2 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.

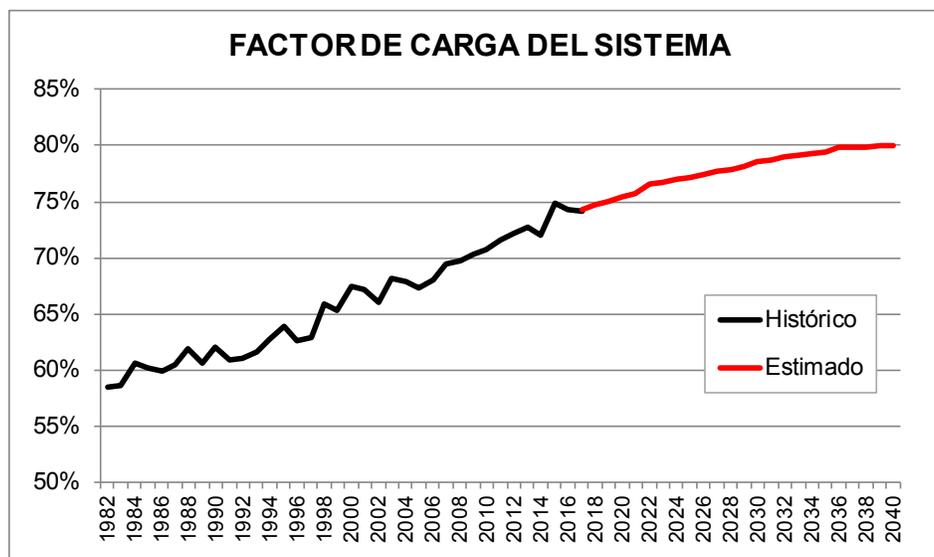


Figura 8-2
Factor de carga del sistema de generación

9 PROYECCIONES DE VENTAS, TRANSMISION Y GENERACION

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 9-1 se resumen los resultados y en la Tabla 9-2 se calculan las tasas de crecimiento correspondientes.

La tasa de crecimiento anual promedio para el período 2017-2040 es de 1.9% en energía y 1.5% en potencia.

En el Anexo 5 se incluye una comparación de la proyección de ventas 2018 con proyecciones de años anteriores.

Tabla 9-1
Proyecciones de demanda en ventas, transmisión y generación

PROYECCIONES DE DEMANDA EN VENTAS, GENERACION Y TRANSMISION															
Año	VENTAS SEN, GWh			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN					
				ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW			ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW		
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2011	8,603	8,603	8,603	9,499	9,499	9,499	1,510	1,510	1,510	9,723	9,723	9,723	1,546	1,546	1,546
2012	8,922	8,922	8,922	9,810	9,810	9,810	1,549	1,549	1,549	10,093	10,093	10,093	1,593	1,593	1,593
2013	8,990	8,989.9	8,990	9,902	9,902	9,902	1,549	1,549	1,549	10,184	10,184	10,184	1,593	1,593	1,593
2014	9,111	9,111	9,111	10,064	10,064	10,064	1,591	1,591	1,591	10,323	10,323	10,323	1,632	1,632	1,632
2015	9,332	9,332	9,332	10,403	10,403	10,403	1,581	1,581	1,581	10,607	10,607	10,607	1,612	1,612	1,612
2016	9,688	9,688	9,688	10,594	10,594	10,594	1,623	1,623	1,623	10,932	10,932	10,932	1,675	1,675	1,675
2017	9,806	9,806	9,806	10,655	10,655	10,655	1,636	1,636	1,636	11,019	11,019	11,019	1,692	1,692	1,692
2018	9,969	9,981	10,026	10,832	10,845	10,893	1,655	1,657	1,665	11,202	11,216	11,266	1,712	1,714	1,722
2019	10,132	10,174	10,245	11,008	11,054	11,132	1,674	1,681	1,693	11,385	11,433	11,513	1,732	1,739	1,751
2020	10,295	10,405	10,465	11,185	11,306	11,371	1,688	1,707	1,716	11,568	11,693	11,760	1,746	1,765	1,775
2021	10,441	10,656	10,762	11,344	11,578	11,693	1,709	1,744	1,761	11,733	11,974	12,093	1,767	1,804	1,822
2022	10,579	10,914	11,075	11,494	11,858	12,033	1,715	1,770	1,796	11,888	12,264	12,445	1,774	1,830	1,857
2023	10,708	11,164	11,387	11,634	12,130	12,373	1,731	1,805	1,841	12,033	12,546	12,796	1,790	1,866	1,904
2024	10,832	11,414	11,704	11,770	12,402	12,717	1,741	1,834	1,881	12,173	12,826	13,152	1,800	1,897	1,945
2025	10,953	11,662	12,028	11,900	12,671	13,069	1,760	1,874	1,932	12,308	13,105	13,516	1,820	1,938	1,999
2026	11,072	11,910	12,349	12,030	12,940	13,418	1,774	1,908	1,978	12,442	13,383	13,877	1,834	1,973	2,046
2027	11,192	12,158	12,678	12,160	13,210	13,775	1,787	1,942	2,025	12,576	13,662	14,247	1,848	2,008	2,094
2028	11,313	12,408	12,999	12,292	13,481	14,123	1,796	1,970	2,064	12,713	13,943	14,607	1,858	2,038	2,135
2029	11,440	12,660	13,313	12,429	13,756	14,465	1,816	2,010	2,113	12,855	14,227	14,960	1,878	2,079	2,186
2030	11,567	12,917	13,636	12,568	14,034	14,816	1,825	2,038	2,152	12,998	14,515	15,323	1,888	2,108	2,225
2031	11,701	13,176	13,953	12,713	14,316	15,160	1,842	2,075	2,197	13,148	14,806	15,679	1,905	2,146	2,272
2032	11,835	13,434	14,273	12,859	14,596	15,508	1,854	2,105	2,236	13,299	15,096	16,039	1,918	2,177	2,313
2033	11,973	13,684	14,599	13,009	14,868	15,863	1,877	2,145	2,289	13,454	15,377	16,406	1,941	2,219	2,367
2034	12,099	13,925	14,914	13,146	15,129	16,205	1,893	2,178	2,333	13,596	15,647	16,760	1,958	2,253	2,413
2035	12,221	14,149	15,189	13,278	15,373	16,503	1,908	2,209	2,371	13,733	15,899	17,068	1,973	2,284	2,452
2036	12,324	14,356	15,445	13,391	15,598	16,782	1,910	2,225	2,394	13,849	16,132	17,356	1,976	2,301	2,476
2037	12,432	14,546	15,669	13,508	15,804	17,025	1,931	2,260	2,434	13,970	16,345	17,608	1,997	2,337	2,518
2038	12,528	14,717	15,878	13,612	15,991	17,252	1,945	2,285	2,465	14,078	16,538	17,842	2,012	2,363	2,550
2039	12,620	14,871	16,076	13,712	16,158	17,467	1,959	2,308	2,495	14,182	16,711	18,065	2,026	2,387	2,580
2040	12,701	15,008	16,229	13,800	16,307	17,634	1,964	2,320	2,509	14,272	16,865	18,237	2,031	2,400	2,595

Tabla 9-2
Proyecciones de demanda. Crecimiento anual

PROYECCIONES DE DEMANDA- CRECIMIENTO ANUAL												
Arial	TRANSMISIÓN						GENERACIÓN					
	ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW			ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW		
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2011	1.4%	1.4%	1.4%	0.1%	0.1%	0.1%	2.0%	2.0%	2.0%	0.7%	0.7%	0.7%
2012	3.3%	3.3%	3.3%	2.5%	2.5%	2.5%	3.8%	3.8%	3.8%	3.1%	3.1%	3.1%
2013	0.9%	0.9%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.9%	0.9%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%
2014	1.6%	1.6%	1.6%	2.7%	2.7%	2.7%	1.4%	1.4%	1.4%	2.4%	2.4%	2.4%
2015	3.4%	3.4%	3.4%	-0.6%	-0.6%	-0.6%	2.8%	2.8%	2.8%	-1.2%	-1.2%	-1.2%
2016	1.8%	1.8%	1.8%	2.7%	2.7%	2.7%	3.1%	3.1%	3.1%	3.9%	3.9%	3.9%
2017	0.6%	0.6%	0.6%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	1.1%	1.1%	1.1%
2018	1.7%	1.8%	2.2%	1.2%	1.3%	1.7%	1.7%	1.8%	2.2%	1.2%	1.3%	1.7%
2019	1.6%	1.9%	2.2%	1.1%	1.4%	1.7%	1.6%	1.9%	2.2%	1.1%	1.4%	1.7%
2020	1.6%	2.3%	2.1%	0.8%	1.5%	1.4%	1.6%	2.3%	2.1%	0.8%	1.5%	1.4%
2021	1.4%	2.4%	2.8%	1.2%	2.2%	2.6%	1.4%	2.4%	2.8%	1.2%	2.2%	2.6%
2022	1.3%	2.4%	2.9%	0.4%	1.5%	1.9%	1.3%	2.4%	2.9%	0.4%	1.5%	1.9%
2023	1.2%	2.3%	2.8%	0.9%	2.0%	2.5%	1.2%	2.3%	2.8%	0.9%	2.0%	2.5%
2024	1.2%	2.2%	2.8%	0.6%	1.6%	2.2%	1.2%	2.2%	2.8%	0.6%	1.6%	2.2%
2025	1.1%	2.2%	2.8%	1.1%	2.1%	2.7%	1.1%	2.2%	2.8%	1.1%	2.1%	2.7%
2026	1.1%	2.1%	2.7%	0.8%	1.8%	2.4%	1.1%	2.1%	2.7%	0.8%	1.8%	2.4%
2027	1.1%	2.1%	2.7%	0.8%	1.8%	2.4%	1.1%	2.1%	2.7%	0.8%	1.8%	2.4%
2028	1.1%	2.1%	2.5%	0.5%	1.5%	1.9%	1.1%	2.1%	2.5%	0.5%	1.5%	1.9%
2029	1.1%	2.0%	2.4%	1.1%	2.0%	2.4%	1.1%	2.0%	2.4%	1.1%	2.0%	2.4%
2030	1.1%	2.0%	2.4%	0.5%	1.4%	1.8%	1.1%	2.0%	2.4%	0.5%	1.4%	1.8%
2031	1.2%	2.0%	2.3%	0.9%	1.8%	2.1%	1.2%	2.0%	2.3%	0.9%	1.8%	2.1%
2032	1.1%	2.0%	2.3%	0.7%	1.5%	1.8%	1.1%	2.0%	2.3%	0.7%	1.5%	1.8%
2033	1.2%	1.9%	2.3%	1.2%	1.9%	2.3%	1.2%	1.9%	2.3%	1.2%	1.9%	2.3%
2034	1.1%	1.8%	2.2%	0.8%	1.5%	1.9%	1.1%	1.8%	2.2%	0.8%	1.5%	1.9%
2035	1.0%	1.6%	1.8%	0.8%	1.4%	1.6%	1.0%	1.6%	1.8%	0.8%	1.4%	1.6%
2036	0.8%	1.5%	1.7%	0.1%	0.8%	1.0%	0.8%	1.5%	1.7%	0.1%	0.8%	1.0%
2037	0.9%	1.3%	1.5%	1.1%	1.5%	1.7%	0.9%	1.3%	1.5%	1.1%	1.5%	1.7%
2038	0.8%	1.2%	1.3%	0.7%	1.1%	1.3%	0.8%	1.2%	1.3%	0.7%	1.1%	1.3%
2039	0.7%	1.0%	1.2%	0.7%	1.0%	1.2%	0.7%	1.0%	1.2%	0.7%	1.0%	1.2%
2040	0.6%	0.9%	1.0%	0.3%	0.5%	0.6%	0.6%	0.9%	1.0%	0.3%	0.5%	0.6%
2017-40	1.1%	1.9%	2.2%	0.8%	1.5%	1.9%	1.1%	1.9%	2.2%	0.8%	1.5%	1.9%

(esta página intencionalmente en blanco)

10 ASPECTOS QUE REQUIEREN MONITOREO POR POSIBLES IMPACTOS EN LA DEMANDA ELECTRICA FUTURA

La proyección de la demanda eléctrica a partir de un escenario de variables explicativas supone que el modelo de demanda es invariable en el horizonte de análisis.

Sin embargo, es previsible que en el futuro se produzcan transformaciones en diversos aspectos relativos a la oferta y demanda de energía, que pueden provocar cambios en el comportamiento de la demanda.

A continuación, se hace una enumeración de algunos de estos cambios que se perfilan hacia futuro.

- Uso alternativo del GLP

Cambios en los patrones masivos de uso del gas licuado de petróleo (GLP) afectan las demandas residenciales e industriales. Estos cambios podrían ser disparados por variaciones importantes del precio relativo electricidad-gas.

- Generación distribuida y otras aplicaciones energéticas de autoconsumo

La generación distribuida se refiere a los sistemas de generación eléctrica a pequeña escala que proporcionan energía al usuario en el punto de consumo, esté conectada a la red eléctrica en el sistema de distribución, o aislada del sistema eléctrico nacional. Actualmente, la mayor parte de estos sistemas son solares fotovoltaicos.

La generación distribuida inicia en el año 2011 con un plan piloto promovido por el ICE¹⁴ que acoge inscripciones hasta el año 2015. Actualmente es regulada por el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables. Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla. Reglamento no.39220-MINAE.

Es difícil precisar el nivel de penetración que esta tecnología ha tenido en el país debido a que no existe un registro centralizado, sin embargo estudios realizados muestran que la capacidad instalada en sistemas fotovoltaicos para el año 2017 fue del orden de 23 MW¹⁵. La energía que dejó de retirarse del sistema de generación nacional ese año por concepto de generación distribuida y calentamiento de agua con energía solar (sistemas solares térmicos), se estima en cerca de 50 GWh.

Debe considerarse que existe una tendencia creciente en la instalación de sistemas solares fotovoltaicos y de sistemas que reducen el consumo eléctrico como los calentadores térmicos solares, por lo que al desarrollo de esta industria se le está dando un seguimiento adecuado.

- Vehículos eléctricos

¹⁴ Directriz N° 14, MINAET. Marzo de 2011

¹⁵ Estado actual y perspectivas futuras del crecimiento de la generación distribuida. PDE, ICE 2018

El estímulo al transporte eléctrico ha sido un tema de interés en Costa Rica dentro del marco de las metas de reducción de las emisiones de carbono que se han planteado en los Planes Nacionales de Energía y asumido en compromisos internacionales. Considerando que la flota vehicular movida por combustibles fósiles provoca la mayor cantidad de emisiones del país y que Costa Rica produce más del 95% de su electricidad con fuentes renovables, es importante desarrollar los mecanismos que le permitan alimentar con electricidad sistemas de transporte público y privado modernos y eficientes.

El presente año se aprobó la “Ley de Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico” (Ley N° 9518) que tiene como fin estimular y fortalecer el uso del transporte como un medio efectivo para reducir el consumo de combustibles fósiles, la contaminación ambiental, así como disminuir los efectos negativos en la salud pública y mejorar la calidad de vida de la población.

La ley declara de interés público la promoción del transporte eléctrico en nuestro país y establece una serie de incentivos de carácter económico como exoneraciones al pago de impuestos, acceso a créditos blandos, facilidades de uso en circulación, entre otros. El alcance de la ley cubre cualquier medio público de movilización: trenes, buses, taxis y vehículos particulares.

Es muy pronto para estimar el impacto que tendrá esta Ley en la demanda de electricidad, pero es de esperar que la misma va a aumentar gradualmente por este concepto los próximos años. Estimaciones preliminares muestran que se tendrían cambios significativos en la demanda cuando la flota vehicular supere los 20000 vehículos. El seguimiento al crecimiento de esta flota permitirá valorar adecuadamente el impacto en la demanda.

- Ahorro energético

La aplicación de programas de uso eficiente y ahorro energético modifican los hábitos de uso de la energía eléctrica.

Los factores antes indicados pueden influir positiva o negativamente en el consumo de electricidad. En la presente proyección no se han realizado hipótesis específicas o ajustes particulares para tomar en cuenta estos y cualesquiera otros factores. Se supone que el impacto acumulado de estos nuevos elementos está contenido dentro de los escenarios alto y bajo de la presente proyección.

En las revisiones periódicas de las proyecciones de la demanda se irán incluyendo estos criterios conforme aumente su importancia y su impacto sea cuantificable.

11 ANEXOS

(esta página intencionalmente en blanco)

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 eléctrica¹⁶. Se comparó el método econométrico¹⁷, que utilizaba el ICE hasta el 2012, con nuevas técnicas de inteligencia artificial, tales como redes neuronales artificiales, sistemas adaptativos de inferencia neurodifusa y algoritmos genéticos¹⁸.

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.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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.

¹⁸ Respectivamente ANN, ANFIS y GA, por sus siglas en inglés.

ANEXO 2

VARIABLES EXPLICATIVAS USADAS EN ESTUDIOS INTERNACIONALES PARA ESTIMAR PROYECCIONES DE DEMANDA DE LARGO PLAZO

ESTUDIOS INTERNACIONALES SOBRE VARIABLES EXPLICATIVAS EN PROYECCIONES DE DEMANDA ELECTRICA												
REVISION BIBLIOGRAFICA												
VARIABLES EXPLICATIVAS		Costa Rica	Australia ¹	India ²	Nueva Zelanda ³	Nueva Zelanda ⁴	EEUU			Reino Unido ⁸	México ⁹	Emiratos Árabes Unidos ¹⁰
							Ohio ⁵	Washington DC ⁶	MISO (15 Estados) ⁷			
Demanda/consumo	Demanda electricidad (por sector)	x										
	Demanda electricidad Industrial		x									
	Demanda de electricidad		x		x	x	x	x	x	x	x	x
	Producción de electricidad											
	Consumo energía per cápita			x								
	Consumo electricidad doméstica				x							
Consumo electricidad no doméstica				x								
Demográficos	Demografía		x									
	Población	x		x	x	x					x	x
	Población en un área						x					
	Viviendas										x	
	Empleo industrial											
	Empleo no industrial											
Empleo no agrícola												
Económicos	Valor agregado industrial	x										
	Valor agregado comercia ampliado	x										
	Economía		x									
	PIB per cápita			x		x						
	PIB				x		x				x	x
	Actividad económica						x					
	Ingreso personal real por hogar								x			
Ingreso real personal								x				
Exportaciones e importaciones			x									
Precios	Precio de la electricidad (por sector)	x									x	
	Precio de la electricidad				x		x	x	x			x
Clima y calendario	Efecto calendario		x				x			x		
	iluminación efectiva									x		
	Programas de ahorro									x		
	Nubosidad									x		
	Poder enfriamiento viento									x		
	Grado día de enfriamiento		x					x	x			
	Grado día de calefacción		x					x	x			
	Temperatura		x							x		
Velocidad del viento					x				x			
Otros	Principales cargas industriales		x									
	Precio gas natural (11)						x	x	x		x	
	Cantidad de turistas											x
	Precios de combustibles										x	
	Autoabastecimiento										x	

Fuentes:
(1) Fan, S. y Hyndman R. (2013). Forecasting long-term peak half-hourly electricity demand for Victoria
(2) Saravanan, S., Kannan, S. y Thangaraj, C. (2012) Forecasting India's electricity demand using Artificial Neural Network
(3) Mohamed, Z., Bodger, P. (2005). Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables
(4) Transpower New Zealand Limited (2015). Electricity Peak Demand Forecasts
(5) Pielowa, A., Sioshansi, R., Roberts, M. (2012). Modeling Short-run Electricity Demand with Long-term Growth Rates and Consumer Price Elasticity in Commercial and Industrial Sector
(6) Jorgensen, J., Joutz, F. (2012). Modelling and Forecasting Residential Electricity Consumption in the U.S. Mountain Region
(7) Gotham, D., Lu, L., Wu, F., Phillips, T., Preckel, P., Velastegui, M. (2016). 2016 MISO Independent Load Forecast
(8) Taylor, J., Buizza, R. (2003). Using Weather Ensemble Predictions in Electricity Demand Forecasting. Proyecciones de corto plazo: 10 días
(9) Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029. Secretaría de Energía, México, 2015
(10) Ali Dahan, A. (2015). Electricity Consumption in United Arab Emirates Economics & Estimation 1990 - 2012
(11) no se indica si como sustituto o como fuente de generación

ANEXO 3

VARIABLES EXPLICATIVAS USADAS EN LA PROYECCION DE DEMANDA DE LARGO PLAZO DE COSTA RICA 2018-2040

	Clientes SEN (millones)		PRECIOS encadenados a precios del año anterior. Referencia 2012-Escenario			Precios constantes (prom2017¢/kWh)			
	Residencial	Total	PIB	VAI	VACA	Residencial	General	Industria Total	Alumbrado Público
2010	1.26	1.45	21,381	2,965	15,409	87.6	107.9	84.6	108.4
2011	1.30	1.49	22,302	3,053	16,104	84.3	102.0	78.7	101.1
2012	1.33	1.53	23,371	3,155	16,963	83.1	98.0	78.2	98.4
2013	1.37	1.57	23,902	3,159	17,442	96.0	113.4	88.1	99.3
2014	1.40	1.61	24,742	3,184	18,182	91.8	107.3	83.9	92.0
2015	1.43	1.65	25,640	3,022	19,157	85.7	98.3	77.3	92.8
2016	1.46	1.68	26,706	3,166	19,903	89.1	103.8	77.3	107.4
2017	1.49	1.72	27,559	3,287	20,545	82.1	94.6	75.2	105.9
2018	1.52	1.75	28,563	3,414	21,329	82.9	95.5	76.0	107.0
2019	1.55	1.79	29,688	3,560	22,189	83.7	96.5	76.7	108.1
2020	1.58	1.83				84.6	97.4	77.5	109.1
2021	1.61	1.86				85.4	98.4	78.3	110.2
2022	1.64	1.90				86.3	99.4	79.0	111.3
2023	1.67	1.93				87.1	100.4	79.8	112.5
2024	1.70	1.96				88.0	101.4	80.6	113.6
2025	1.73	1.99				88.9	102.4	81.4	114.7
2026	1.75	2.03				89.8	103.4	82.2	115.9
2027	1.78	2.06				90.7	104.5	83.1	117.0
2028	1.80	2.09				91.6	105.5	83.9	118.2
2029	1.83	2.11				92.5	106.6	84.7	119.4
2030	1.85	2.14				93.4	107.6	85.6	120.6
2031	1.88	2.17				94.4	108.7	86.4	121.8
2032	1.90	2.20				95.3	109.8	87.3	123.0
2033	1.92	2.22				96.3	110.9	88.2	124.2
2034	1.94	2.25				97.2	112.0	89.1	125.5
2035	1.96	2.27				98.2	113.1	90.0	126.7
2036	1.98	2.30				99.2	114.2	90.9	128.0
2037	2.00	2.32				100.2	115.4	91.8	129.3
2038	2.02	2.34				101.2	116.5	92.7	130.6
2039	2.04	2.36				102.2	117.7	93.6	131.9
2040	2.06	2.38				103.2	118.9	94.5	133.2

ANEXO 4

ESCENARIO BASE, VENTAS POR SECTOR															
Año	RESIDENCIAL			GENERAL			INDUSTRIA			ALUMBRADO PÚBLICO			TOTALES		
	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total
2002	2 721	4.2%	43%	1 608	7.0%	25%	1 863	6.6%	29%	161	-2.1%	2.5%	6,353	5.4%	100%
2003	2 855	4.9%	43%	1 776	10.4%	26%	1 909	2.5%	28%	168	4.2%	2.5%	6,708	5.6%	100%
2004	2 952	3.4%	42%	1 919	8.0%	27%	1 951	2.2%	28%	179	6.4%	2.6%	7,000	4.4%	100%
2005	3 059	3.6%	42%	2 069	7.8%	28%	2 050	5.1%	28%	181	1.5%	2.5%	7,359	5.1%	100%
2006	3 185	4.1%	41%	2 235	8.0%	29%	2 205	7.6%	28%	185	2.3%	2.4%	7,810	6.1%	100%
2007	3 284	3.1%	40%	2 443	9.3%	30%	2 249	2.0%	28%	190	2.4%	2.3%	8,167	4.6%	100%
2008	3 346	1.9%	40%	2 601	6.5%	31%	2 207	-1.9%	26%	196	3.1%	2.3%	8,350	2.2%	100%
2009	3 313	-1.0%	40%	2 693	3.5%	33%	2 033	-7.9%	25%	200	2.4%	2.4%	8,240	-1.3%	100%
2010	3 357	1.3%	40%	2 832	5.2%	33%	2 088	2.7%	25%	207	3.5%	2.4%	8,484	3.0%	100%
2011	3 386	0.9%	39%	2 906	2.6%	34%	2 090	0.1%	24%	221	6.7%	2.6%	8,603	1.4%	100%
2012	3 474	2.6%	39%	3 067	5.6%	34%	2 149	2.8%	24%	232	4.8%	2.6%	8,922	3.7%	100%
2013	3 468	-0.2%	39%	3 152	2.8%	35%	2 131	-0.8%	24%	239	3.1%	2.7%	8,990	0.8%	100%
2014	3 515	1.4%	39%	3 240	2.8%	36%	2 108	-1.1%	23%	248	3.8%	2.7%	9,111	1.3%	100%
2015	3 609	2.7%	39%	3 347	3.3%	36%	2 125	0.8%	23%	251	1.3%	2.7%	9,332	2.4%	100%
2016	3 720	3.1%	38%	3 491	4.3%	36%	2 225	4.7%	23%	252	0.3%	2.6%	9,688	3.8%	100%
2017	3 770	1.3%	38%	3 543	1.5%	36%	2 235	0.4%	23%	258	2.4%	2.6%	9,806	1.2%	100%
2018	3 841	1.9%	38%	3 606	1.8%	36%	2 267	1.4%	23%	267	3.5%	2.7%	9,981	1.8%	100%
2019	3 898	1.5%	38%	3 712	2.9%	36%	2 290	1.0%	23%	274	2.5%	2.7%	10,174	1.9%	100%
2020	3 961	1.6%	38%	3 810	2.6%	37%	2 355	2.8%	23%	280	2.2%	2.7%	10,405	2.3%	100%
2021	4 027	1.7%	38%	3 920	2.9%	37%	2 422	2.9%	23%	287	2.6%	2.7%	10,656	2.4%	100%
2022	4 094	1.7%	38%	4 030	2.8%	37%	2 496	3.0%	23%	295	2.7%	2.7%	10,914	2.4%	100%
2023	4 161	1.6%	37%	4 143	2.8%	37%	2 558	2.5%	23%	303	2.7%	2.7%	11,164	2.3%	100%
2024	4 228	1.6%	37%	4 256	2.7%	37%	2 619	2.4%	23%	311	2.6%	2.7%	11,414	2.2%	100%
2025	4 295	1.6%	37%	4 371	2.7%	37%	2 678	2.3%	23%	319	2.6%	2.7%	11,662	2.2%	100%
2026	4 361	1.5%	37%	4 487	2.7%	38%	2 736	2.2%	23%	326	2.5%	2.7%	11,910	2.1%	100%
2027	4 425	1.5%	36%	4 606	2.7%	38%	2 793	2.1%	23%	334	2.4%	2.7%	12,158	2.1%	100%
2028	4 486	1.4%	36%	4 729	2.7%	38%	2 851	2.1%	23%	341	2.2%	2.8%	12,408	2.1%	100%
2029	4 545	1.3%	36%	4 856	2.7%	38%	2 910	2.1%	23%	349	2.1%	2.8%	12,660	2.0%	100%
2030	4 601	1.2%	36%	4 989	2.7%	39%	2 971	2.1%	23%	355	1.9%	2.8%	12,917	2.0%	100%
2031	4 655	1.2%	35%	5 128	2.8%	39%	3 032	2.1%	23%	362	1.8%	2.7%	13,176	2.0%	100%
2032	4 705	1.1%	35%	5 269	2.8%	39%	3 092	2.0%	23%	368	1.7%	2.7%	13,434	2.0%	100%
2033	4 752	1.0%	35%	5 410	2.7%	40%	3 149	1.8%	23%	373	1.5%	2.7%	13,684	1.9%	100%
2034	4 799	1.0%	34%	5 546	2.5%	40%	3 201	1.6%	23%	379	1.5%	2.7%	13,925	1.8%	100%
2035	4 842	0.9%	34%	5 676	2.3%	40%	3 247	1.4%	23%	384	1.4%	2.7%	14,149	1.6%	100%
2036	4 882	0.8%	34%	5 797	2.1%	40%	3 288	1.2%	23%	389	1.3%	2.7%	14,356	1.5%	100%
2037	4 919	0.8%	34%	5 909	1.9%	41%	3 323	1.1%	23%	394	1.2%	2.7%	14,546	1.3%	100%
2038	4 953	0.7%	34%	6 011	1.7%	41%	3 355	1.0%	23%	398	1.1%	2.7%	14,717	1.2%	100%
2039	4 983	0.6%	34%	6 103	1.5%	41%	3 383	0.8%	23%	402	1.0%	2.7%	14,871	1.0%	100%
2040	5 011	0.5%	33%	6 185	1.3%	41%	3 406	0.7%	23%	406	0.9%	2.7%	15,008	0.9%	100%

ESCENARIO ALTO, VENTAS POR SECTOR																
Año	RESIDENCIAL			GENERAL			INDUSTRIA TOTAL			ALUMBRADO PÚBLICO			TOTALES			
	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	
2002	2 721	4.2%	43%	1 608	7.0%	25%	1 863	6.6%	29%	161	-2.1%	2.5%	6,353	5.4%	100%	
2003	2 855	4.9%	43%	1 776	10.4%	26%	1 909	2.5%	28%	168	4.2%	2.5%	6,708	5.6%	100%	
2004	2 952	3.4%	42%	1 919	8.0%	27%	1 951	2.2%	28%	179	6.4%	2.6%	7,000	4.4%	100%	
2005	3 059	3.6%	42%	2 069	7.8%	28%	2 050	5.1%	28%	181	1.5%	2.5%	7,359	5.1%	100%	
2006	3 185	4.1%	41%	2 235	8.0%	29%	2 205	7.6%	28%	185	2.3%	2.4%	7,810	6.1%	100%	
2007	3 284	3.1%	40%	2 443	9.3%	30%	2 249	2.0%	28%	190	2.4%	2.3%	8,167	4.6%	100%	
2008	3 346	1.9%	40%	2 601	6.5%	31%	2 207	-1.9%	26%	196	3.1%	2.3%	8,350	2.2%	100%	
2009	3 313	-1.0%	40%	2 693	3.5%	33%	2 033	-7.9%	25%	200	2.4%	2.4%	8,240	-1.3%	100%	
2010	3 357	1.3%	40%	2 832	5.2%	33%	2 088	2.7%	25%	207	3.5%	2.4%	8,484	3.0%	100%	
2011	3 386	0.9%	39%	2 906	2.6%	34%	2 090	0.1%	24%	221	6.7%	2.6%	8,603	1.4%	100%	
2012	3 474	2.6%	39%	3 067	5.6%	34%	2 149	2.8%	24%	232	4.8%	2.6%	8,922	3.7%	100%	
2013	3 468	-0.2%	39%	3 152	2.8%	35%	2 131	-0.8%	24%	239	3.1%	2.7%	8,990	0.8%	100%	
2014	3 515	1.4%	39%	3 240	2.8%	36%	2 108	-1.1%	23%	248	3.8%	2.7%	9,111	1.3%	100%	
2015	3 609	2.7%	39%	3 347	3.3%	36%	2 125	0.8%	23%	251	1.3%	2.7%	9,332	2.4%	100%	
2016	3 720	3.1%	38%	3 491	4.3%	36%	2 225	4.7%	23%	252	0.3%	2.6%	9,688	3.8%	100%	
2017	3 770	1.3%	38%	3 543	1.5%	36%	2 235	0.4%	23%	258	2.4%	2.6%	9,806	1.2%	100%	
2018	3 840	1.9%	38%	3 639	2.7%	36%	2 281	2.0%	23%	266	3.1%	2.7%	10,026	2.2%	100%	
2019	3 911	1.8%	38%	3 734	2.6%	36%	2 326	2.0%	23%	274	3.0%	2.7%	10,245	2.2%	100%	
2020	3 981	1.8%	38%	3 830	2.6%	37%	2 372	2.0%	23%	282	2.9%	2.7%	10,465	2.1%	100%	
2021	4 059	1.9%	38%	3 956	3.3%	37%	2 456	3.5%	23%	291	3.0%	2.7%	10,762	2.8%	100%	
2022	4 137	1.9%	37%	4 083	3.2%	37%	2 556	4.1%	23%	300	3.0%	2.7%	11,075	2.9%	100%	
2023	4 218	1.9%	37%	4 216	3.3%	37%	2 646	3.5%	23%	308	2.9%	2.7%	11,387	2.8%	100%	
2024	4 297	1.9%	37%	4 351	3.2%	37%	2 739	3.5%	23%	317	2.8%	2.7%	11,704	2.8%	100%	
2025	4 376	1.8%	36%	4 497	3.4%	37%	2 829	3.3%	24%	325	2.7%	2.7%	12,028	2.8%	100%	
2026	4 453	1.8%	36%	4 652	3.4%	38%	2 911	2.9%	24%	333	2.5%	2.7%	12,349	2.7%	100%	
2027	4 526	1.6%	36%	4 819	3.6%	38%	2 991	2.8%	24%	342	2.4%	2.7%	12,678	2.7%	100%	
2028	4 598	1.6%	35%	4 989	3.5%	38%	3 063	2.4%	24%	349	2.3%	2.7%	12,999	2.5%	100%	
2029	4 666	1.5%	35%	5 152	3.3%	39%	3 138	2.4%	24%	357	2.2%	2.7%	13,313	2.4%	100%	
2030	4 735	1.5%	35%	5 327	3.4%	39%	3 210	2.3%	24%	364	2.1%	2.7%	13,636	2.4%	100%	
2031	4 798	1.3%	34%	5 500	3.3%	39%	3 283	2.3%	24%	371	2.0%	2.7%	13,953	2.3%	100%	
2032	4 856	1.2%	34%	5 677	3.2%	40%	3 361	2.4%	24%	378	1.9%	2.7%	14,273	2.3%	100%	
2033	4 914	1.2%	34%	5 857	3.2%	40%	3 444	2.5%	24%	384	1.6%	2.6%	14,599	2.3%	100%	
2034	4 970	1.1%	33%	6 032	3.0%	40%	3 522	2.2%	24%	391	1.7%	2.6%	14,914	2.2%	100%	
2035	5 022	1.0%	33%	6 192	2.7%	41%	3 578	1.6%	24%	397	1.6%	2.6%	15,189	1.8%	100%	
2036	5 067	0.9%	33%	6 356	2.6%	41%	3 619	1.2%	23%	403	1.4%	2.6%	15,445	1.7%	100%	
2037	5 109	0.8%	33%	6 486	2.0%	41%	3 666	1.3%	23%	408	1.4%	2.6%	15,669	1.5%	100%	
2038	5 146	0.7%	32%	6 616	2.0%	42%	3 703	1.0%	23%	413	1.1%	2.6%	15,878	1.3%	100%	
2039	5 182	0.7%	32%	6 737	1.8%	42%	3 740	1.0%	23%	417	1.0%	2.6%	16,076	1.2%	100%	
2040	5 213	0.6%	32%	6 831	1.4%	42%	3 764	0.6%	23%	421	0.9%	2.6%	16,229	1.0%	100%	

ESCENARIO BAJO, VENTAS POR SECTOR															
Año	RESIDENCIAL			GENERAL			INDUSTRIA TOTAL			ALUMBRADO PÚBLICO			TOTALES		
	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total	GWh	Variación	% del Total
2002	2 721	4.2%	43%	1 608	7.0%	25%	1 863	6.6%	29%	161	-2.1%	2.5%	6,353	5.4%	100%
2003	2 855	4.9%	43%	1 776	10.4%	26%	1 909	2.5%	28%	168	4.2%	2.5%	6,708	5.6%	100%
2004	2 952	3.4%	42%	1 919	8.0%	27%	1 951	2.2%	28%	179	6.4%	2.6%	7,000	4.4%	100%
2005	3 059	3.6%	42%	2 069	7.8%	28%	2 050	5.1%	28%	181	1.5%	2.5%	7,359	5.1%	100%
2006	3 185	4.1%	41%	2 235	8.0%	29%	2 205	7.6%	28%	185	2.3%	2.4%	7,810	6.1%	100%
2007	3 284	3.1%	40%	2 443	9.3%	30%	2 249	2.0%	28%	190	2.4%	2.3%	8,167	4.6%	100%
2008	3 346	1.9%	40%	2 601	6.5%	31%	2 207	-1.9%	26%	196	3.1%	2.3%	8,350	2.2%	100%
2009	3 313	-1.0%	40%	2 693	3.5%	33%	2 033	-7.9%	25%	200	2.4%	2.4%	8,240	-1.3%	100%
2010	3 357	1.3%	40%	2 832	5.2%	33%	2 088	2.7%	25%	207	3.5%	2.4%	8,484	3.0%	100%
2011	3 386	0.9%	39%	2 906	2.6%	34%	2 090	0.1%	24%	221	6.7%	2.6%	8,603	1.4%	100%
2012	3 474	2.6%	39%	3 067	5.6%	34%	2 149	2.8%	24%	232	4.8%	2.6%	8,922	3.7%	100%
2013	3 468	-0.2%	39%	3 152	2.8%	35%	2 131	-0.8%	24%	239	3.1%	2.7%	8,990	0.8%	100%
2014	3 515	1.4%	39%	3 240	2.8%	36%	2 108	-1.1%	23%	248	3.8%	2.7%	9,111	1.3%	100%
2015	3 609	2.7%	39%	3 347	3.3%	36%	2 125	0.8%	23%	251	1.3%	2.7%	9,332	2.4%	100%
2016	3 720	3.1%	38%	3 491	4.3%	36%	2 225	4.7%	23%	252	0.3%	2.6%	9,688	3.8%	100%
2017	3 770	1.3%	38%	3 543	1.5%	36%	2 235	4.4%	23%	258	2.4%	2.6%	9,806	1.2%	100%
2018	3 823	1.4%	38%	3 622	2.2%	36%	2 259	1.1%	23%	264	2.3%	2.6%	9,969	1.7%	100%
2019	3 877	1.4%	38%	3 701	2.2%	37%	2 283	1.1%	23%	270	2.3%	2.7%	10,132	1.6%	100%
2020	3 931	1.4%	38%	3 780	2.1%	37%	2 308	1.1%	22%	276	2.2%	2.7%	10,295	1.6%	100%
2021	3 976	1.1%	38%	3 857	2.0%	37%	2 328	0.9%	22%	280	1.6%	2.7%	10,441	1.4%	100%
2022	4 019	1.1%	38%	3 925	1.8%	37%	2 350	0.9%	22%	285	1.5%	2.7%	10,579	1.3%	100%
2023	4 060	1.0%	38%	3 990	1.6%	37%	2 369	0.8%	22%	289	1.4%	2.7%	10,708	1.2%	100%
2024	4 098	0.9%	38%	4 053	1.6%	37%	2 389	0.8%	22%	292	1.3%	2.7%	10,832	1.2%	100%
2025	4 135	0.9%	38%	4 112	1.5%	38%	2 410	0.9%	22%	296	1.2%	2.7%	10,953	1.1%	100%
2026	4 169	0.8%	38%	4 172	1.5%	38%	2 431	0.9%	22%	299	1.1%	2.7%	11,072	1.1%	100%
2027	4 203	0.8%	38%	4 231	1.4%	38%	2 455	1.0%	22%	302	1.0%	2.7%	11,192	1.1%	100%
2028	4 235	0.8%	37%	4 294	1.5%	38%	2 479	1.0%	22%	305	1.0%	2.7%	11,313	1.1%	100%
2029	4 265	0.7%	37%	4 360	1.5%	38%	2 507	1.1%	22%	308	0.9%	2.7%	11,440	1.1%	100%
2030	4 293	0.6%	37%	4 427	1.5%	38%	2 537	1.2%	22%	311	0.9%	2.7%	11,567	1.1%	100%
2031	4 317	0.6%	37%	4 497	1.6%	38%	2 573	1.4%	22%	313	0.8%	2.7%	11,701	1.2%	100%
2032	4 339	0.5%	37%	4 570	1.6%	39%	2 610	1.4%	22%	316	0.8%	2.7%	11,835	1.1%	100%
2033	4 362	0.5%	36%	4 644	1.6%	39%	2 649	1.5%	22%	318	0.7%	2.7%	11,973	1.2%	100%
2034	4 384	0.5%	36%	4 717	1.6%	39%	2 678	1.1%	22%	320	0.7%	2.6%	12,099	1.1%	100%
2035	4 403	0.4%	36%	4 790	1.5%	39%	2 706	1.0%	22%	322	0.7%	2.6%	12,221	1.0%	100%
2036	4 421	0.4%	36%	4 851	1.3%	39%	2 728	0.8%	22%	324	0.6%	2.6%	12,324	0.8%	100%
2037	4 439	0.4%	36%	4 913	1.3%	40%	2 754	1.0%	22%	326	0.5%	2.6%	12,432	0.9%	100%
2038	4 455	0.4%	36%	4 971	1.2%	40%	2 775	0.7%	22%	327	0.5%	2.6%	12,528	0.8%	100%
2039	4 468	0.3%	35%	5 028	1.2%	40%	2 795	0.7%	22%	329	0.5%	2.6%	12,620	0.7%	100%
2040	4 480	0.3%	35%	5 078	1.0%	40%	2 813	0.6%	22%	330	0.4%	2.6%	12,701	0.6%	100%

ANEXO 5

COMPARACION CON PROYECCIONES DE DEMANDA DE AÑOS ANTERIORES

En la Figura 11-1 se presenta una comparación de las proyecciones de demanda realizadas en los últimos cuatro años. La nueva proyección de demanda se compara con las de años anteriores 2014, 2015, 2016 y 2017.

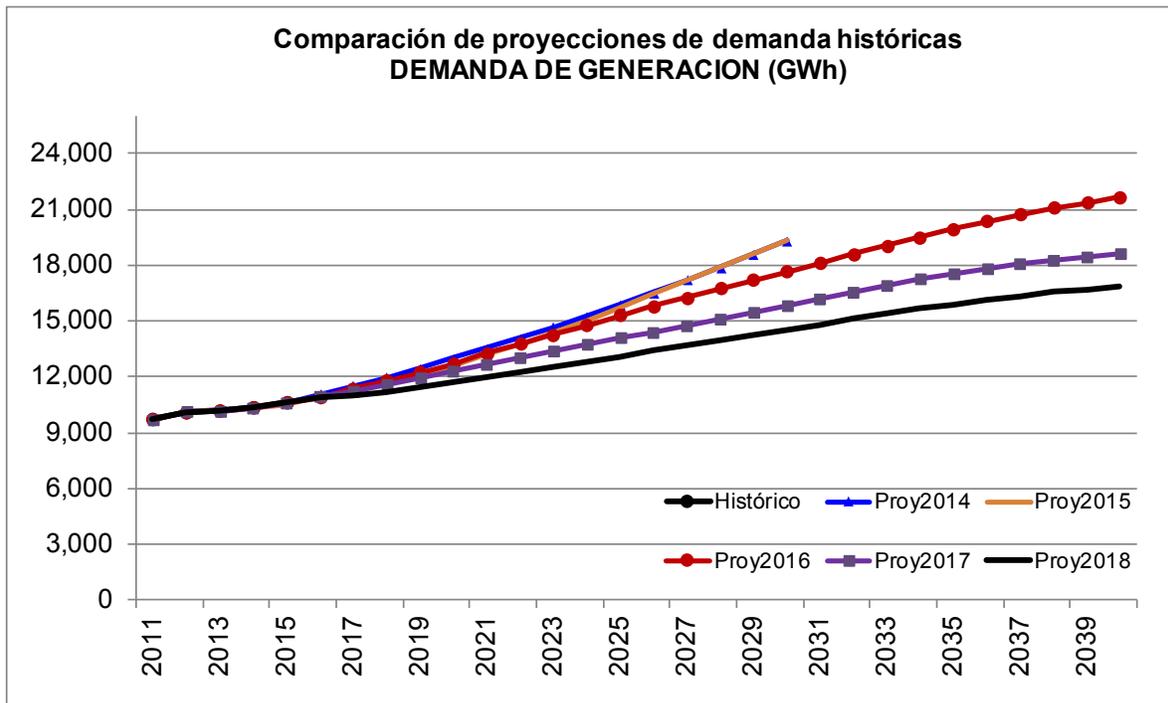


Figura 11-1