

CAPÍTULO 4

4 La Generación Eléctrica en el periodo 2012-2021

4.1 Introducción

El SNI conecta a todos los elementos del sector eléctrico, es el que produce y transfiere la potencia eléctrica entre los centros de generación y los de consumo.

El Centro Nacional de Control de Energía o Corporación CENACE coordina la operación del SNI y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador (CENACE, 2012) y es el encargado de garantizar un suministro continuo y eficiente para que el SNI se encuentre permanentemente abastecido. La regulación que realiza consiste en disponer que entren en funcionamiento generadoras para cubrir los máximos niveles de demanda en todo momento. En el caso que se llegue al tope de la capacidad de generación, busca alternativas inmediatas como la importación a países limítrofes o hace requerimientos al CONELEC, que se encarga de realizar los planes y proyecciones para cubrir la demanda.

En el presente capítulo se describen las variables que se utilizan para planificar el sistema nacional de generación, que será ingresada en un programa desarrollado con diagramas de Forrester, para analizar cuatro escenarios de generación hasta el año 2022.

Para el efecto, se elaboran y detallan las ecuaciones que sintetizan el comportamiento del sistema de generación, se ingresa los factores de potencia históricos de los últimos 10 años, la demanda de energía semanal del 2011,

potencia actual a junio de 2012 y la generación futura utilizando las fechas de incorporación detalladas en el anexo 10, índices de emisiones, índices de eficiencia de costos variables, etc.

La importancia de este capítulo radica en la información adquirida de las entidades que conforman el sector eléctrico ecuatoriano, en donde se recogió información real, precisa y confiable, para procesarla e ingresarla al programa de una manera técnica y detallada de acuerdo al objetivo planteado en este documento.

4.2 Estructura del Sistema Nacional de Generación de Energía Eléctrica

La figura 4.1 muestra de manera simplificada la estructura del Sistema Nacional de Generación, que tiene como entidad central planificadora al CONELEC.

El CONELEC recibe del CENACE información permanente de la operación de las diferentes generadoras, de la demanda horaria, de la necesidad de combustibles, datos de la potencia utilizada, fallas técnicas y no técnicas del sistema, mantenimientos, costos variables por tipo de energía, caudales históricos mensuales, etc. que se obtienen de la labor de coordinación que realiza el CENACE. Con la información proporcionada, y otra adicional que se recaba de otras fuentes, como nuevas tecnologías, consultorías internacionales, eficiencia energética, el CONELEC efectúa la planificación del sector para cubrir las necesidades futuras y edita el PME para el decenio siguiente.

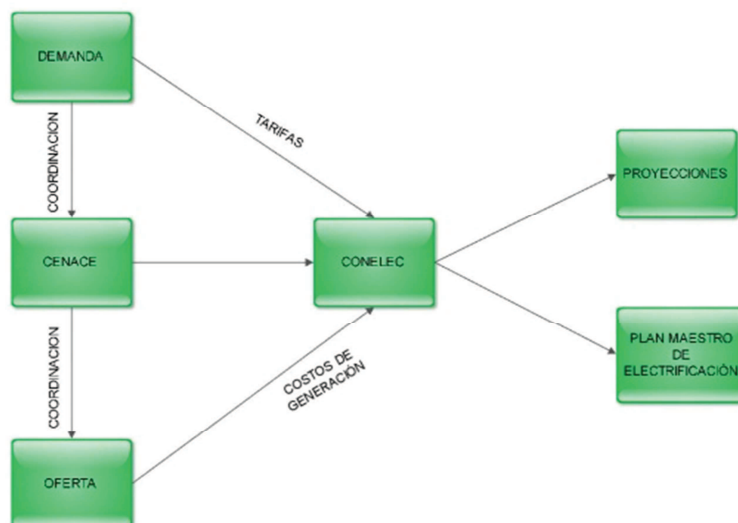


Figura 4.1. Diagrama básico del Sistema Nacional de Generación.

El principal elemento de estudio es la Demanda, que es el fundamento de la planificación del Sector Eléctrico, pues una vez cuantificada, se definen las necesidades de expansión en las diferentes etapas del sector.

4.2.1 Demanda

Para la proyección de la demanda de energía eléctrica se considera el comportamiento de los sectores de consumo a quienes se clasifica en residencial, industrial, comercial, y alumbrado público, las cargas especiales para el sector industrial y la optimización del consumo en el periodo 2001 – 2011 (sección 3.5).

La figura 4.2 muestra el comportamiento de los sectores de consumo en dicho periodo (CONELEC, 2012).

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES

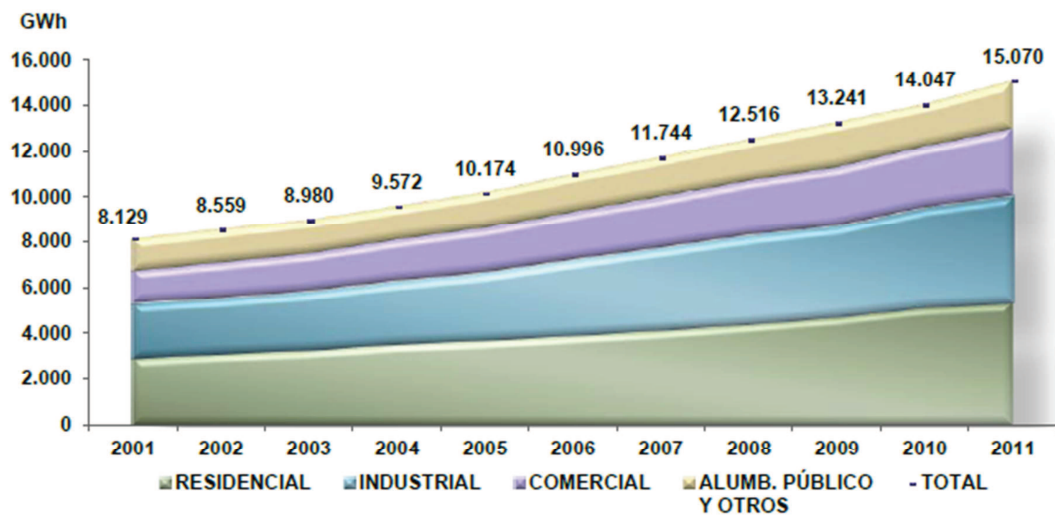


Figura 4.2. Evolución del consumo de energía eléctrica facturada por sectores.

La demanda proviene de los sectores consumidores indicados en la figura 4.2. Sin embargo, al momento de determinar la demanda total se suman las demandas parciales de todos los sectores creando curvas que resumen el consumo eléctrico total.

De los componentes de la figura 4.3, los que se encuentran en color verde son los que se incorporan a la simulación, mientras los que se encuentran en color blanco son opciones que se podrían tomar en consideración pero que no forman parte del alcance del presente documento.

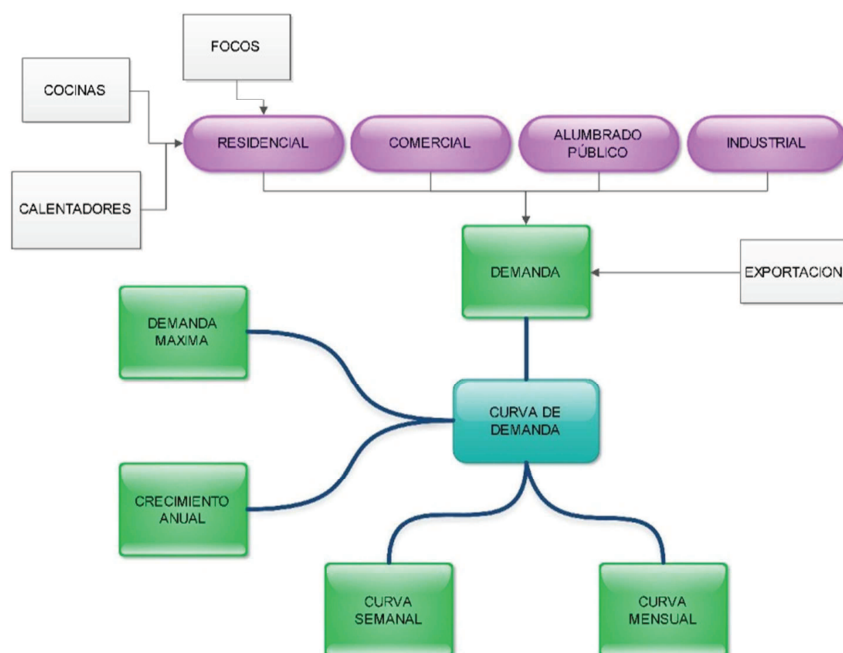


Figura 4.3. Diagrama básico de la Demanda al SNI.

4.2.1.1 Demanda máxima de Potencia.

La demanda pico de potencia en el 2011 llegó a 3026,97 MW y creció en 5,13% con relación a la del 2010.

Utilizando la hipótesis del crecimiento de la demanda propuesto por el CONELEC (sección 3.6) se proyecta un crecimiento geométrico del 7,1% anual de la potencia máxima, con lo que llegará a 6044 MW en el 2021 (figura 4.4)

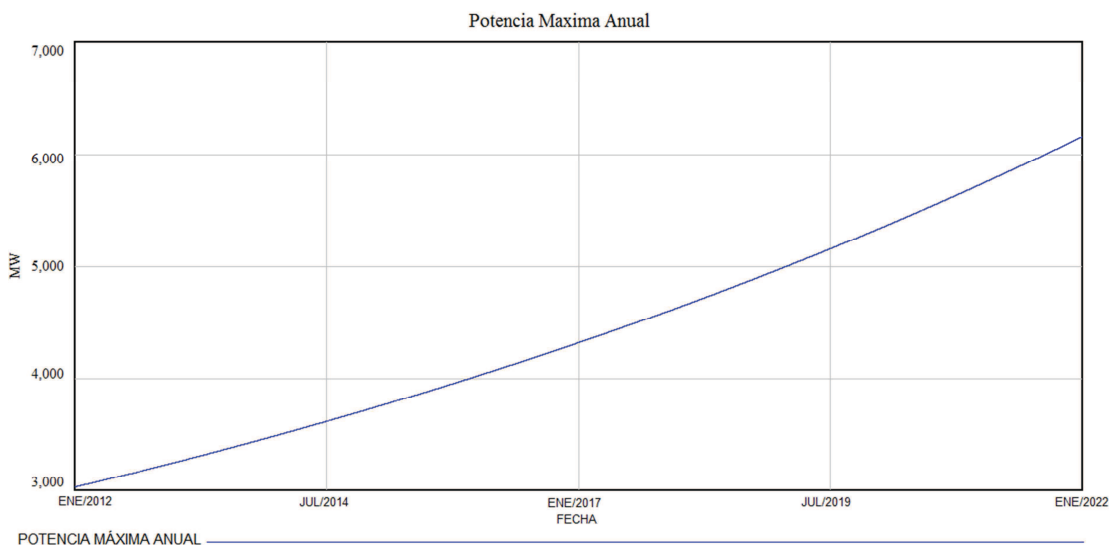


Figura 4.4. Potencia Máxima (pico) Anual Demandada.

Una vez obtenida la demanda de potencia máxima anual se agregan detalles para generar la curva que resuma el comportamiento de todos los consumidores. Para esto, se calculan factores de carga mensuales y diarios que, multiplicados por la demanda máxima, se obtiene la demanda por hora con un comportamiento muy similar al del mercado real.

Se define al factor de carga como el cociente entre la demanda en un periodo de tiempo y la demanda pico en ese mismo periodo. Un factor de carga alto (cercano al 100%) da una idea de la racionalidad en el uso eficiente de la energía eléctrica.

4.2.1.2 Factores de Carga Mensuales.

Para obtener la curva mensual se utilizó el promedio de la potencia demandada desde 1999 hasta 2011, periodo más reciente del que existen mediciones exactas de la demanda máxima de potencia mensual (Anexo 3). Para calcular los factores de carga mensual se clasificó la demanda de Enero a

Diciembre y se obtuvo los valores promedios de demanda por cada mes del año. Finalmente se obtuvo los factores de carga mensual dividiendo los valores promedios obtenidos para la demanda máxima total. El comportamiento, figura 4.5, en los meses de julio y agosto disminuye la demanda máxima de energía en 6%.

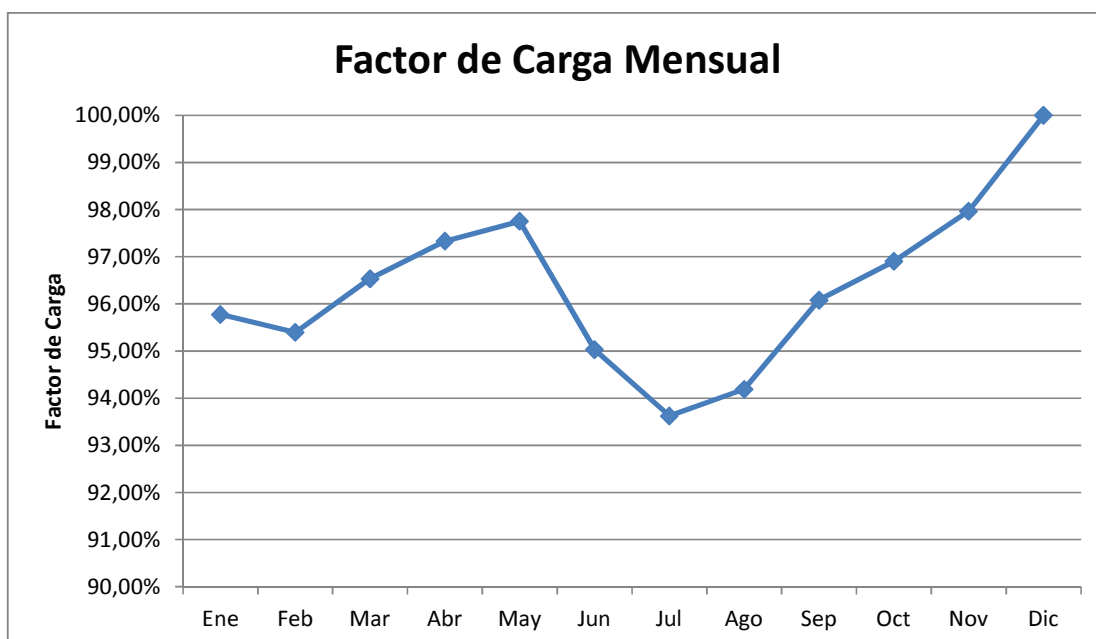


Figura 4.5. Factor de Potencia Máxima Demandada Mensual.

4.2.1.3 Factores de carga diarios.

La demanda o cargas eléctricas nunca son constantes, fluctúan todo el tiempo, generalmente la máxima es a las 19 horas y la mínima a las 3:30 horas. El valor más elevado se denomina pico o demanda máxima.

Los factores de carga diarios se obtienen tomando las mediciones horarias de la energía demandada en todo el año 2011 por ser los datos más actualizados (Anexo 4), se los clasifica por cada uno de los días de la semana para obtener

promedios diarios y se procede a calcular los factores que se encuentran graficados en la figura 4.6.

En general, el comportamiento de la demanda en los días laborables de la semana es similar con excepción del lunes, cuya curva inicia en un punto inferior aun cuando el crecimiento a partir de las 8 horas es similar al de los otros días. Para el día viernes presenta un ligero decrecimiento con respecto a los otros días, desde las 12 horas hasta aproximadamente las 21 horas y luego tiene un comportamiento normal. Durante los fines de semana, el consumo eléctrico es significativamente inferior (un 10% menos para el sábado y 20% para el domingo).

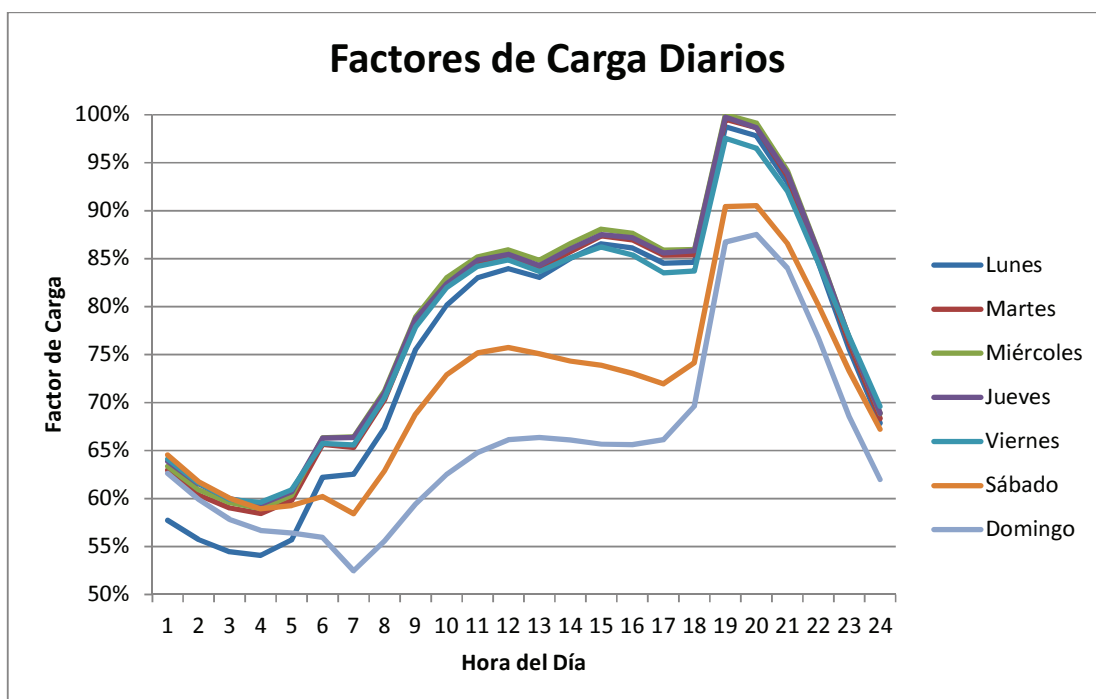


Figura 4.6. Curva de Factores de Carga Diarios.

4.2.1.4 Uso de las curvas de carga diaria y mensual para la demanda

En el modelo se ingresó la demanda en dos formas diferentes:

1. Utilizando las curvas diarias y mensuales, se obtiene el detalle del comportamiento del consumidor, figura 4.7 en color azul.
2. Con indicadores de demanda anual, se obtienen resultados uniformes, tiene un comportamiento estable pero oculta las diferentes variaciones que pueden producirse dentro de un día y en el transcurso de un mes figura 4.7 en color rojo.

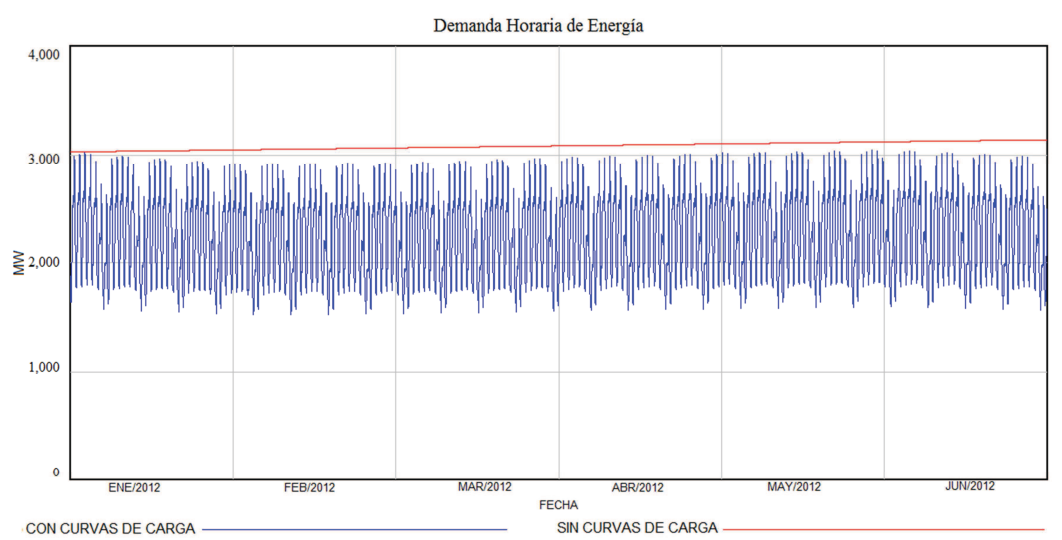


Figura 4.7. Demanda Horaria de Energía Eléctrica

Al comparar los resultados de utilizar las curvas de demanda, se observa que con la primera, es decir diarias y mensuales, se necesitará un 25% menos de capacidad generación. Esta situación es importante para determinar presupuestos, emisiones y demás indicadores necesarios, mientras que la segunda alternativa puede servir para tener una idea global del funcionamiento del sistema y como herramienta de planificación (Figura 4.8).

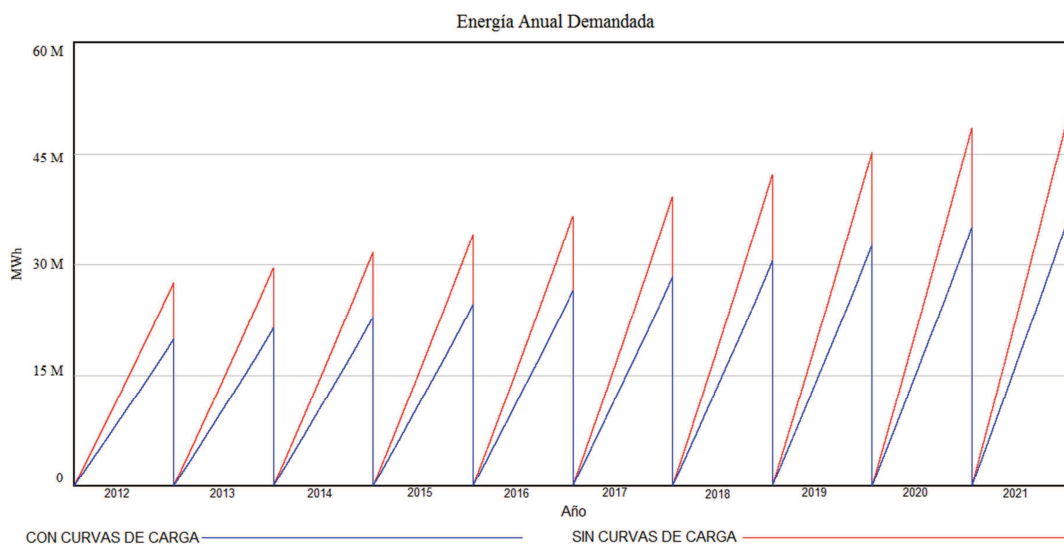


Figura 4.8. Demanda Anual de Energía

4.2.2 Oferta de Generación Eléctrica

La oferta actual y los planes de expansión de la generación tienen que ajustarse a la demanda ya que el SNI está obligado a satisfacerla en todo momento. La oferta proviene de todas las generadoras eléctricas tanto renovables como no renovables actuales y futuras (Figura 4.9)

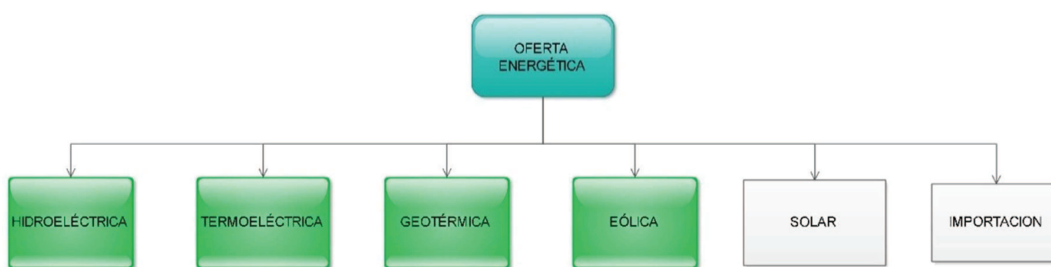


Figura 4.9. Diagrama básico de la oferta energética del Ecuador

En el Ecuador la oferta eléctrica proviene casi en su totalidad de energía hidráulica y térmica (Figura 4.10).

Potencia Efectiva Nacional

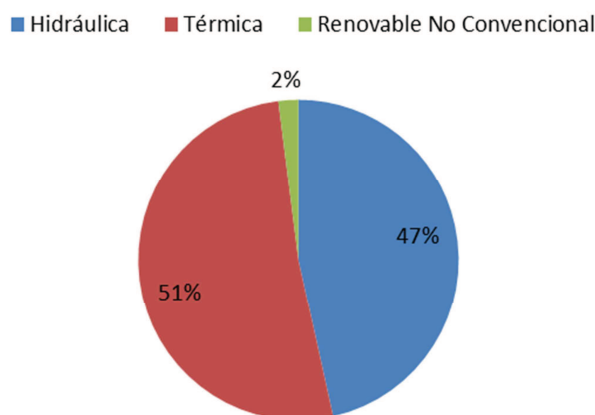


Figura 4.10. Origen de la Generación Eléctrica Nacional (CONELEC, 2012)

4.2.2.1 Energía Hidroeléctrica

Existen 9 empresas de generación hidroeléctrica, que aportaron con el 59,51% de la producción del 2011 (CENACE, 2011). La mayor generadora fue Hidropaute que aportó con el 61,39% de toda la energía hidroeléctrica de dicho año (Figura 4.11).

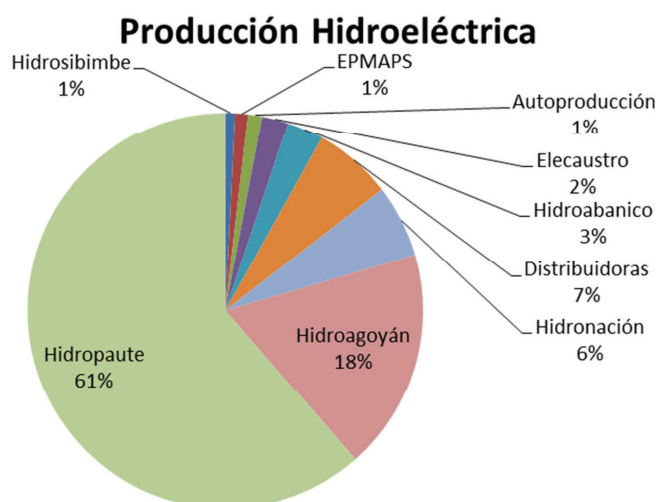


Figura 4.11. Producción Hidroeléctrica al 2011

En la figura 4.12 se observa la generación hidroeléctrica durante el año 2011 detallada por meses y por planta, en donde se observa que en los meses de estiaje de los afluentes del amazonas hay menor generación hidroeléctrica.

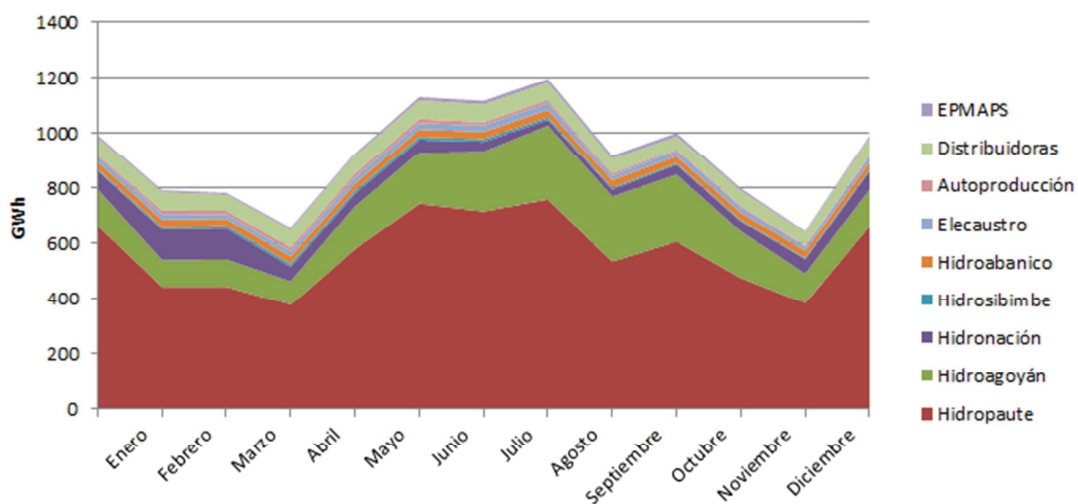


Figura 4.12. Generación hidroeléctrica mensual por Planta

4.2.2.2 Energía Termoeléctrica

Esta clase de generación, aportó con el 32,79% de la producción energética del 2011 (CENACE, 2011). La mayor generadora fue Electroguayas que aportó con el 35,89% de este tipo de generación (Figura 4.13).

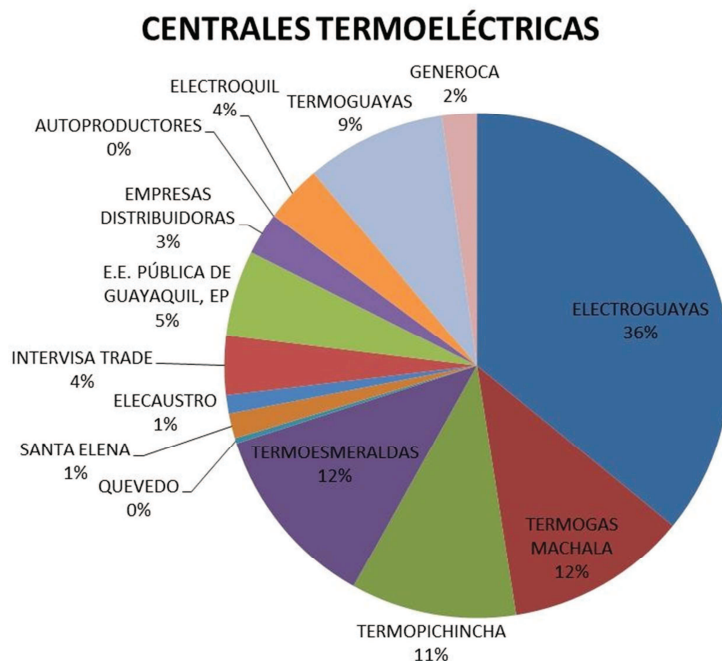


Figura 4.13. Participación de las generadoras en la producción termoeléctrica

4.3 Estado Actual del Sistema Nacional de Generación

Durante el 2012 se alternarán como mayores generadoras las hidroeléctricas y las térmicas, notando que en el total las hidroeléctricas serán mayores (figura 4.14). La suma de la generación de los afluentes del Pacífico y del Amazonas es igual a la generación hidroeléctrica, y a su vez la suma de la generación hidroeléctrica y la termoeléctrica será igual a la demanda total de energía. La generación hidroeléctrica actual es abastecida casi en su totalidad por centrales ubicadas en afluentes del Amazonas

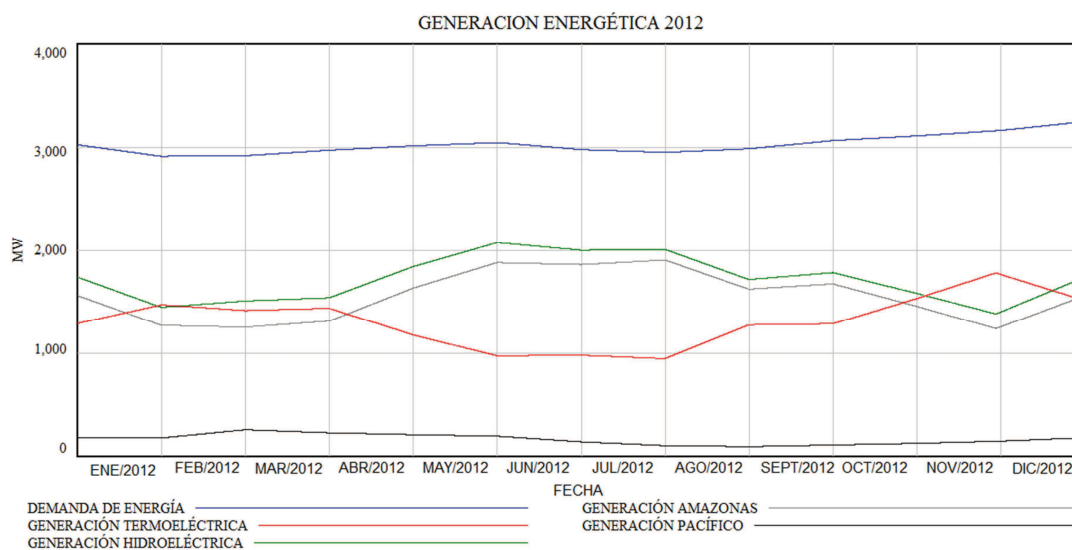


Figura 4.14. Generación Energética año 2012

4.4 Proyección de la oferta de generación eléctrica al 2021

La proyección de la potencia eléctrica se tomó del PME 2012-2021, que detalla todas las plantas que ampliarán la generación en ese periodo (Anexo 6).

4.4.1 Energía Eléctrica Hidráulica

Se ha previsto que para el año 2016 ya estén funcionando las centrales hidroeléctricas Sopladora, Toachi, Manduriacu y Coca Codo Sinclair siendo esta última la que se convertirá en la mayor generadora de electricidad del país (Figura 4.15).

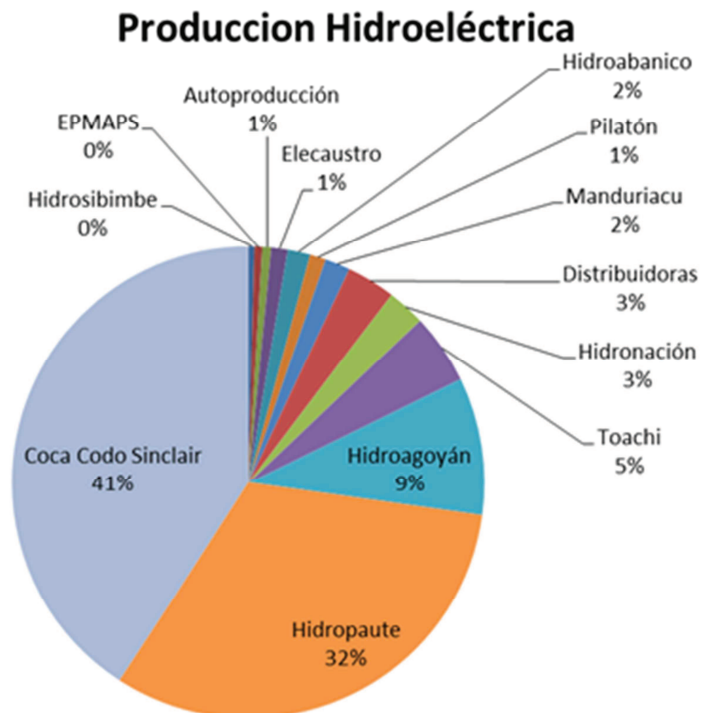


Figura 4.15. Porcentaje de participación en la producción hidroeléctrica

En la figura 4.16 se observa la generación hidroeléctrica mensual por planta a partir del 2016.

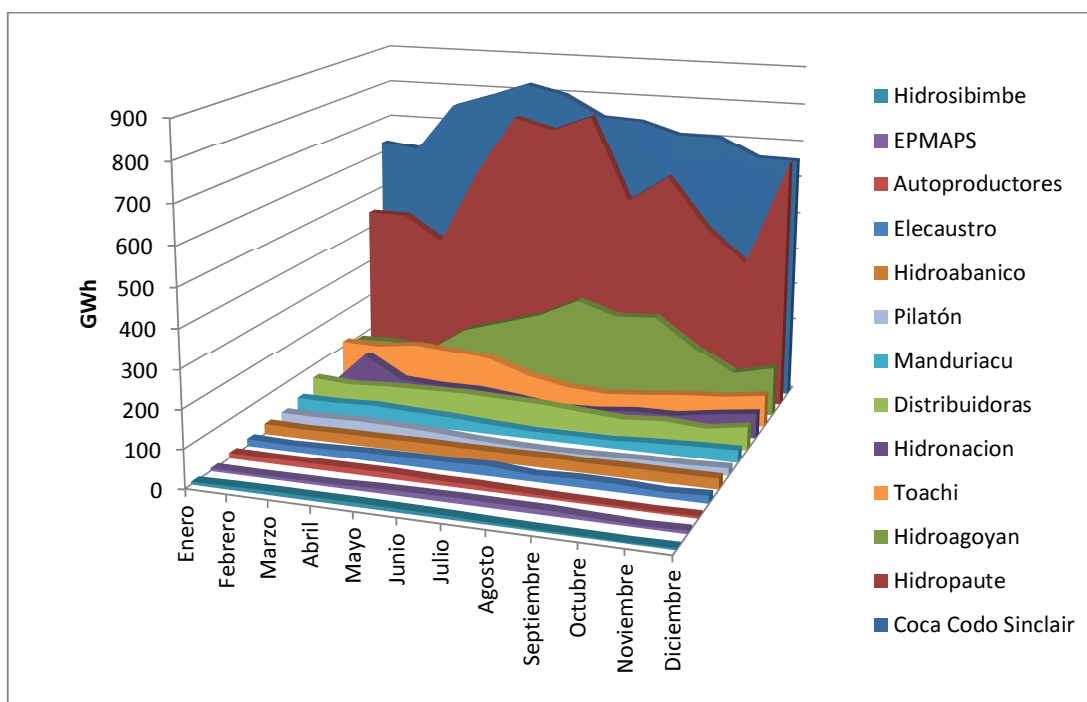


Figura 4.16. Generación Hidroeléctrica por planta

La producción hidroeléctrica acumulada del Ecuador en el 2016 (figura 4.17) nos muestra la expansión de la hidroelectricidad, sin embargo, la forma que toma la generación no varía significativamente.

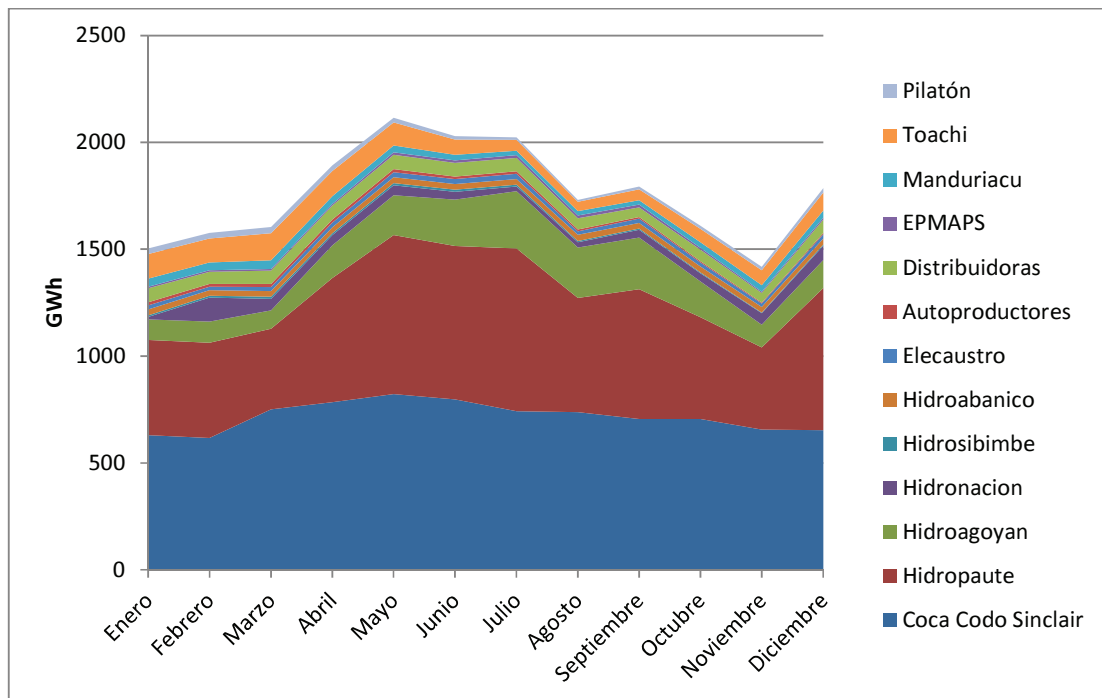


Figura 4.17. Generación Hidroeléctrica Acumulada

Para representar la generación hidroeléctrica mensual en el modelo, fue necesario clasificar a las generadoras por afluentes y utilizar factores de potencia que permitan precisar su comportamiento durante el año.

4.4.1.1 Factores de potencia Hidroeléctrica.

Se define al factor de potencia hidroeléctrica como el cociente entre la generación en un periodo de tiempo y la generación pico en ese mismo periodo. Para obtener este factor (Figura 4.18) se consideró la generación de cada planta hidroeléctrica, separando las del Amazonas y Pacífico y calculando la media mensual (Anexo 5).

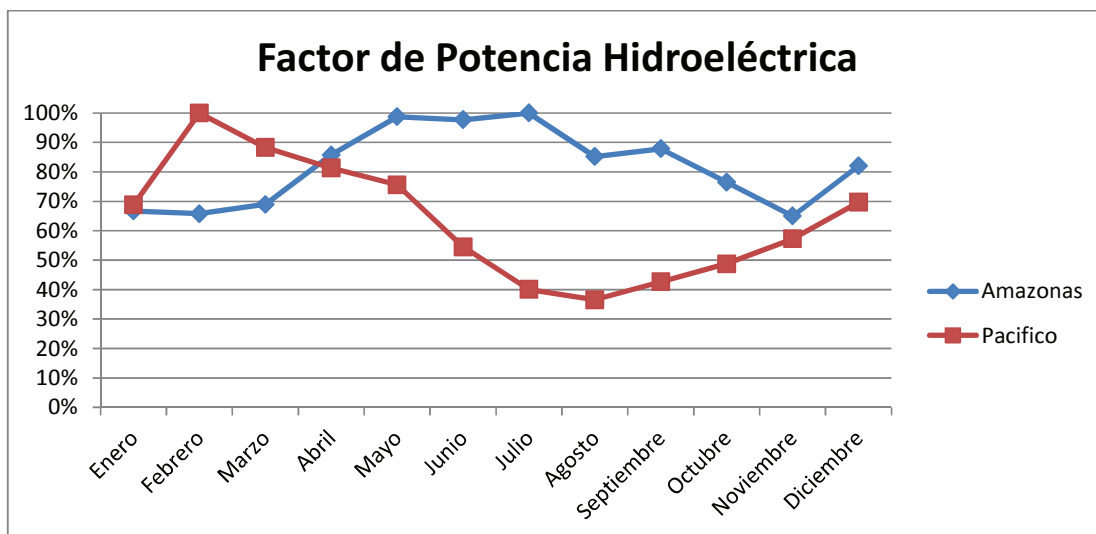


Figura 4.18. Factor de Potencia Hidroeléctrica por Afluente

Como se observa en la figura 4.19, el uso de los factores de potencia hidroeléctrica mensual permite conocer la máxima capacidad de generación en el transcurso del año, en color azul, notando que nunca se llega a la potencia total instalada, en color rojo, por varios factores.

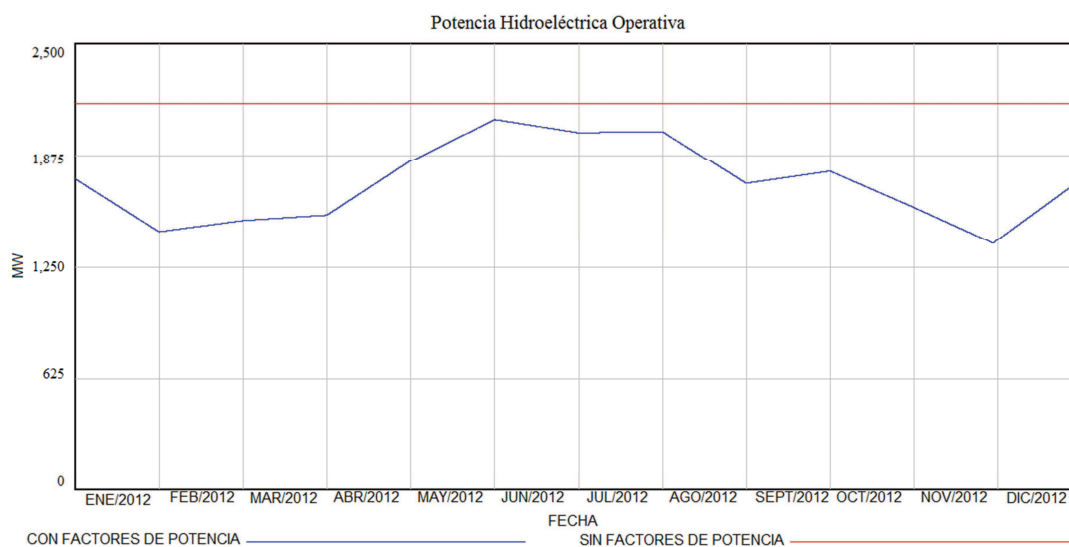


Figura 4.19. Potencia Hidroeléctrica Operativa

4.4.2 Energía Eléctrica Térmica

Dentro del PME existe la planificación para ampliar la capacidad termoeléctrica, hasta octubre de 2014 con las siguientes generadoras:

- Térmica Cuba I con 50 MW,
- Térmica Cuba II 60 MW,
- Machala Gas III unidad 70 MW,
- Machala Gas ciclo combinado 100 MW,
- Esmeraldas II 96 MW

4.4.3 Energía Eléctrica Geotérmica.

De acuerdo a la proyección del CONELEC (Anexo 6), la central geotérmica Tufiño Chiles empezará a producir en Junio de 2017 con una capacidad instalada de 50 MW y en enero de 2019 una planta no identificada denominada "Geotérmica 1" con 30 MW.

4.4.4 Energía Eléctrica Eólica

A inicios del 2013 entrará en funcionamiento la central eólica Villonaco, que estará ubicada en la provincia de Loja y que tendrá una capacidad de 15 MW. Además, existen dos proyectos eólicos de 15MW cada uno y se espera su entrada en funcionamiento en el 2017. Existe una generadora de esta clase en la provincia insular de Galápagos, pero en razón de que no aporta al SNI, no se toma en cuenta.

4.4.5 Energía Eléctrica Solar

No existen planes de generación de energía solar en el PME 2012-2021. Una empresa interesada en desarrollar la energía fotovoltaica en el Ecuador ha

expresado su interés en instalar 50MW en una planta piloto denominada Shyri 1, pero en razón que no forma parte del documento oficial del CONELEC no se incluyó en las proyecciones.

4.4.6 Importación Energética

El PME no contempla la importación de energía eléctrica, más bien existe la posibilidad de que la generación tenga periodos que excedan a la demanda y que podrían comercializarse.

4.5 Información para la simulación del Sistema Eléctrico

Una vez recabada la información necesaria, se desarrolló el modelo del sector eléctrico ecuatoriano, utilizando diagramas de Forrester.

Lo primero fue determinar los parámetros iniciales:

- Periodo de tiempo: se parte como fecha de inicio enero 2012 y fecha final enero de 2022.
- Unidad de tiempo: la "hora".
- Frecuencia del cálculo: 0,5 de hora (media hora).

Una vez definidos los parámetros del modelo, se formulan las constantes y variables para almacenar toda la información que se ingrese, en este caso de cada componente del SNI.

- Constantes: Factores de conversión de unidades
- Variables de nivel: Potencia máxima anual, energía demandada, costo total del MEM, entre otros.

- Variables auxiliares: Todos los valores referentes a factores de disponibilidad, a potencia hidroeléctrica, a potencia termoeléctrica, a potencia geotérmica y eólica y a curvas de carga semanal y mensual.

Las variables hidroeléctricas, geotérmicas y eólicas se suman para generar la potencia renovable operativa. Estas variables se componen por la generación actual y por el plan de expansión de las proyecciones del CONELEC.

Las relaciones entre las variables y las constantes son representadas mediante enlaces que permiten que el software identifique la dinámica del sistema y el programador ingrese las ecuaciones que relacionan dichas variables (Anexo 7).

4.6 Escenarios de generación eléctrica en el periodo enero 2012 – enero 2022

Después de ingresar la información en el modelo desarrollado, se consideró conveniente presentar cuatro alternativas para análisis de los resultados.

4.6.1 Procedimiento

Todas las proyecciones se realizaron utilizando el mismo modelo base (Figura 4.20) y fueron modificadas las variables necesarias para procesar el escenario deseado. El diagrama presenta el esquema básico únicamente de las relaciones entre los componentes principales, no incluye la información como los factores de conversión necesarios para su funcionamiento. El modelo completo se presenta en el anexo 8.

4.6.2 Escenarios

Tomando como base a la proyección del crecimiento de la demanda realizada por el CONELEC (Sección 3.6), se seleccionaron los siguientes escenarios:

- Escenario 1: Se considera el esquema de generación especificado en el plan de expansión del CONELEC, incluyendo los proyectos previstos como Coca Codo Sinclair, Térmicas y Geotérmicas.
- Escenario 2: Se considera el esquema de generación especificado en el plan de expansión del CONELEC, incluyendo todos los proyectos previstos, con excepción de Coca Codo Sinclair.
- Escenario 3: Se considera el esquema de generación especificado en el plan de expansión del CONELEC, incluyendo todos los proyectos previstos, con excepción de las Geotérmicas,
- Escenario 4: Se considera el esquema de generación especificado en el plan de expansión del CONELEC, incluyendo los proyectos previstos como Coca Codo Sinclair, Térmicas y Geotérmicas, incorporando 450 MW adicionales de Geotérmicas desde enero de 2019.

El primer escenario pretende verificar las conclusiones a las que llega el CONELEC en el PME 2012 - 2021, y las tres alternativas siguientes, se seleccionaron con el fin de estudiar otras situaciones posibles.

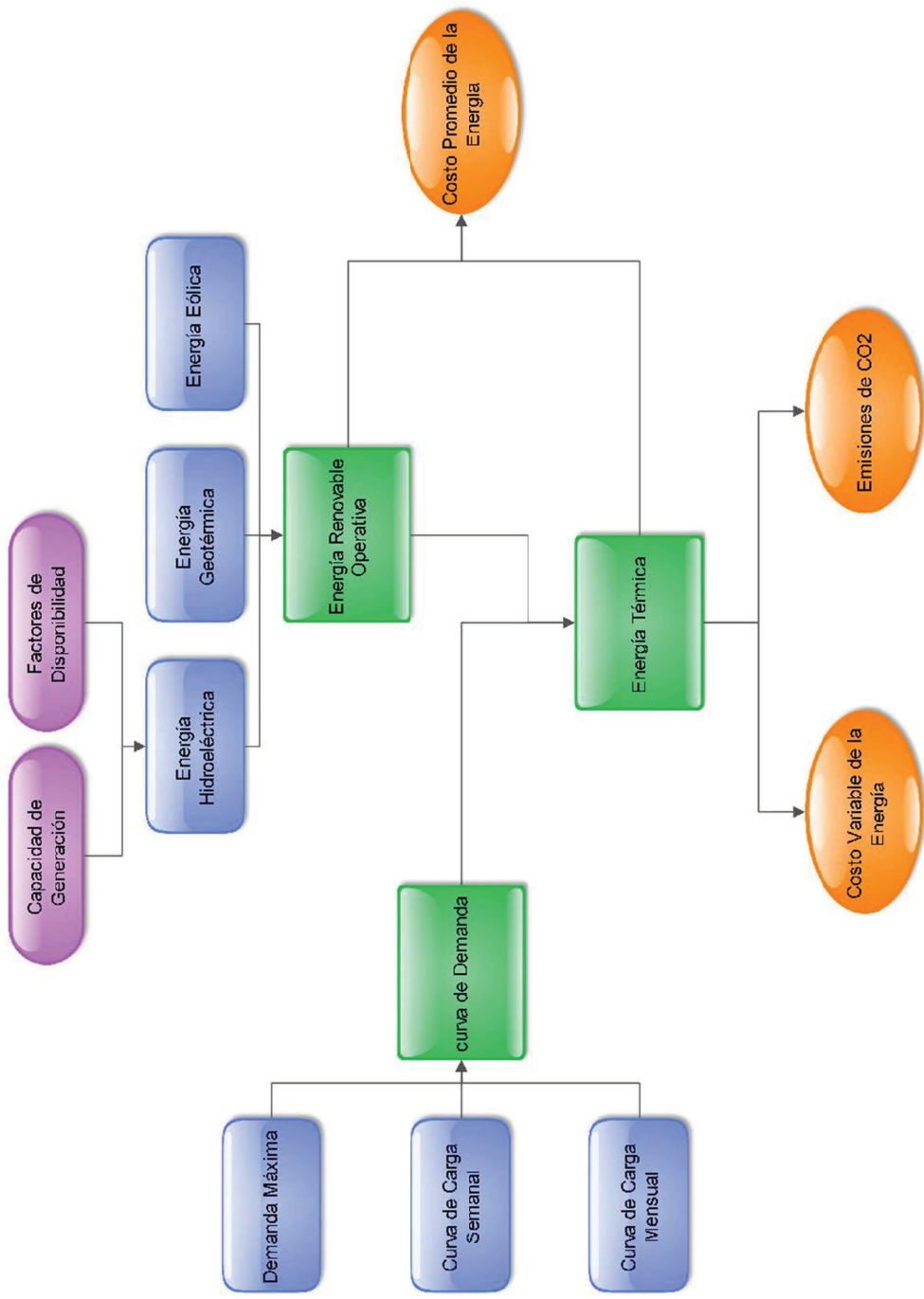


Figura 4.20. Modelo Dinámico de la Matriz Energética del Ecuador.

4.6.2.1 Escenario 1: Plan de Expansión del CONELEC

En la proyección del crecimiento de la oferta realizada por el CONELEC (Sección 4.4), destaca las importantes inversiones en generación hidroeléctrica, térmica, eólica y geotérmica en fechas definidas (Anexo 6).

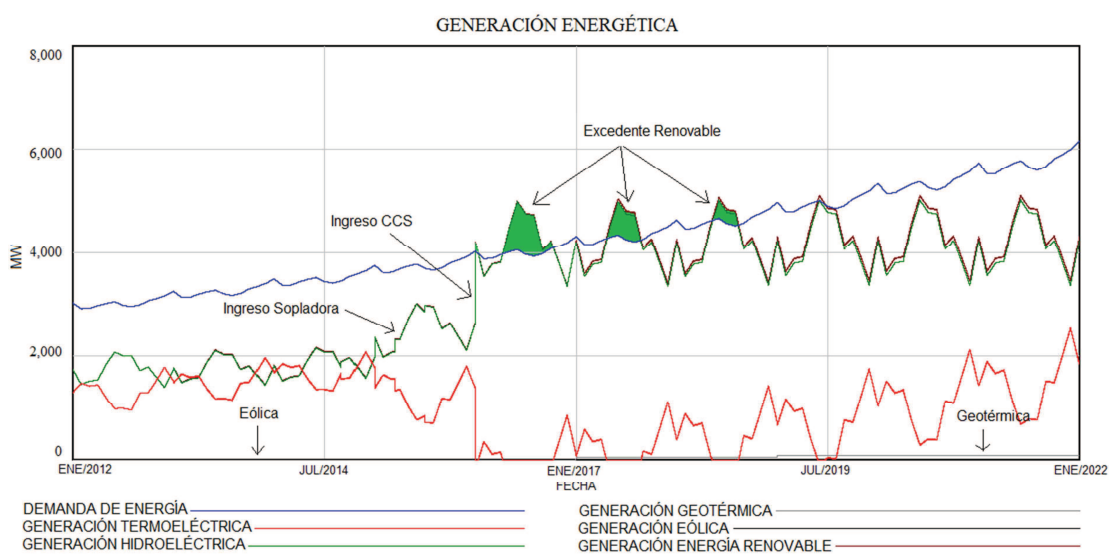


Figura 4.21 Proyección de la Demanda y Oferta del CONELEC

Una vez procesada esa información, en la figura 4.21, se aprecia que la demanda se cubrirá principalmente con la generación hidroeléctrica planificada, y en menor proporción con la eólica y geotérmica. La generación térmica tendrá un incremento hasta el 2014, pasando a ser la reserva para casos en que las hidroeléctricas no cubran la demanda. Los resultados se resumen en lo siguiente:

- Hasta el 2014 se alterna la mayor generación entre hidroeléctricas y térmicas.
- Hasta el 2014 la generación térmica tiene un ligero incremento.

- A partir del 2015, la generación hidráulica es mayor que la térmica por el ingreso del proyecto Sopladora.
- La entrada del proyecto Coca Codo a partir del 2016, produce un gran salto en el sistema de generación hidroeléctrica.
- Hay menor generación térmica desde el 2015 pero irá en aumento en los años siguientes por el permanente crecimiento de la demanda.
- Existirán 4 periodos en la época lluviosa del amazonas en los que la demanda se cubrirá con generación hidroeléctrica, en 2016, 2017, 2018 y 2019 y no habrá necesidad de generación térmica.
- Durante 3 periodos en 2016, 2017 y 2018 habrá excedentes de generación hidroeléctrica.
- La generación eólica no es representativa, su importancia es local.
- Los 80 MW de generación geotérmica, no es un gran aporte, pero su importancia es local.

4.6.2.2 Escenario 2: Plan de expansión del CONELEC sin considerar Coca Codo Sinclair

Se desea conocer lo que sucedería si no se ejecuta el proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair que se prevé iniciará su generación en enero del 2016.

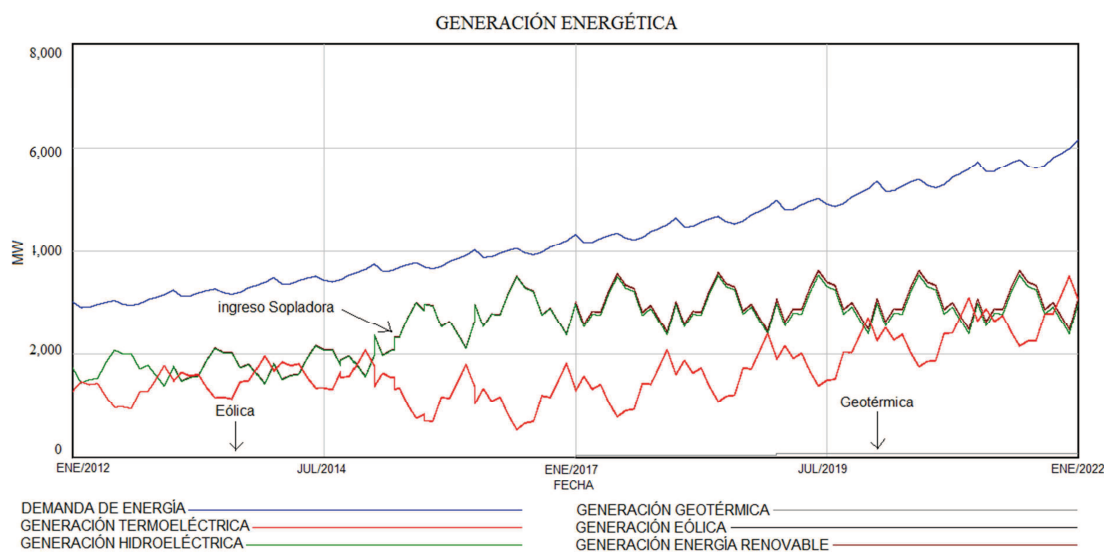


Figura 4.22. Proyección de la Demanda y la Oferta del CONELEC sin Coca Codo Sinclair.

En el caso que no entre a funcionar esta Generadora, sucedería lo siguiente:

- Al igual que en el caso anterior entre el 2012 al 2014, se alternan la mayor generación entre las hidroeléctricas y las térmicas.
- Entre el 2012 y 2014, la térmica tiene un ligero incremento, se equipara en el 2014 con la hidroeléctrica.
- A partir del 2015 que entra la hidráulica Sopladora, la mayor generación es hidroeléctrica hasta el 2020 en donde se equipara con la térmica.
- En el 2018 la generación térmica requerida sería similar a la actual.
- A partir del 2021, la generación térmica es superior a la hidráulica.

La generación de energía eléctrica con centrales hidroeléctricas se incrementaría hasta el 2016 por la entrada en funcionamiento de varias centrales hidroeléctricas, pero a partir de esa fecha se mantendría uniforme, mientras que

la generación térmica (en color rojo) se iría incrementando, conforme aumenta la demanda (figura 4.22).

4.6.2.3 Escenario 3: Plan de expansión del CONELEC sin considerar Geotérmicas

En este escenario se toman las proyecciones del CONELEC, pero no se considera la energía Geotérmica, de 80 MW en total. Los resultados constan en la figura 4.23.

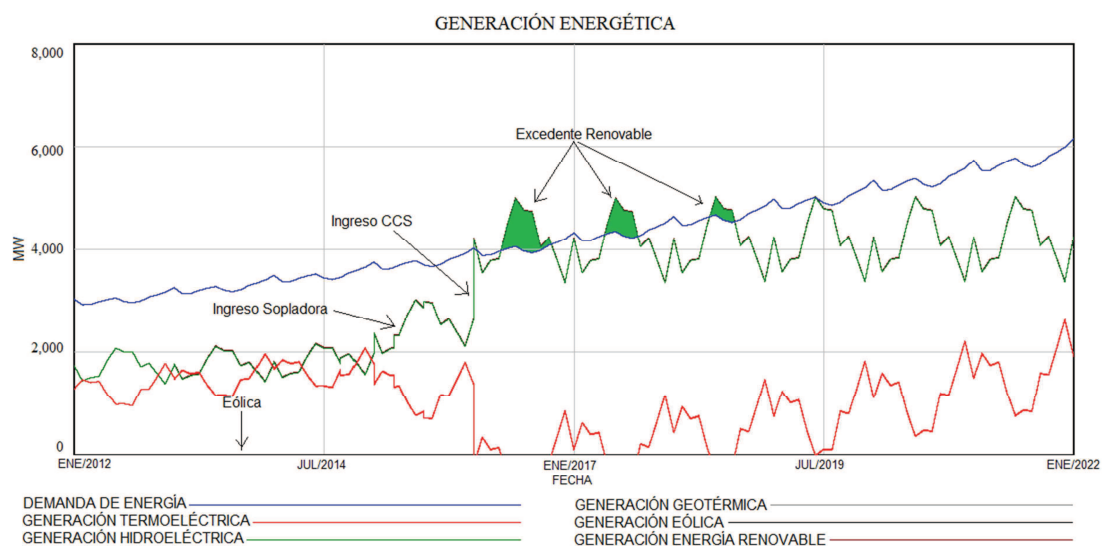


Figura 4.23. Comportamiento del SNI sin Geotérmicas.

De acuerdo a la planificación del CONELEC, dos proyectos geotérmicos ingresarán a producir energía eléctrica en el 2017 y 2019, con una capacidad de 50MW y 30 MW, respectivamente. A pesar que la generación no es muy alta, se llegan a resultados similares a los que se obtendría si no se ejecuta el proyecto Coca Codo Sinclair pero en menor proporción, como mayor generación térmica, con el consecuente aumento de costos y emisiones.

En general, los resultados y el comportamiento son muy parecidos a lo descritos para el escenario 2, con las siguientes diferencias:

- La generación térmica se va a necesitar en el 2018 en los mismos niveles actuales. En el escenario 1 esto ocurrirá en 2020.
- En los años 2016 2017 y 2018, existen periodos en que la demanda se cubrirá únicamente con generación hidroeléctrica. En escenario 1, habrán 4 periodos.
- Existen tres periodos en 2016, 2017 y 2018, en que habría excedente de generación hidroeléctrica, pero menores por la no generación Geotérmica
- Sin las centrales Geotérmicas, aumenta el uso de generación térmica en la misma medida.

4.6.2.4 Escenario 4: Plan de expansión del CONELEC incorporando 450 MW adicionales de Geotérmicas

Se considera como una posibilidad, que los proyectos Geotérmicos Chalupas, Chachimbiro y Tufiño-Chiles que tienen estudios realizados por el CONELEC, generen 450 MW adicionales a partir de enero del 2019.

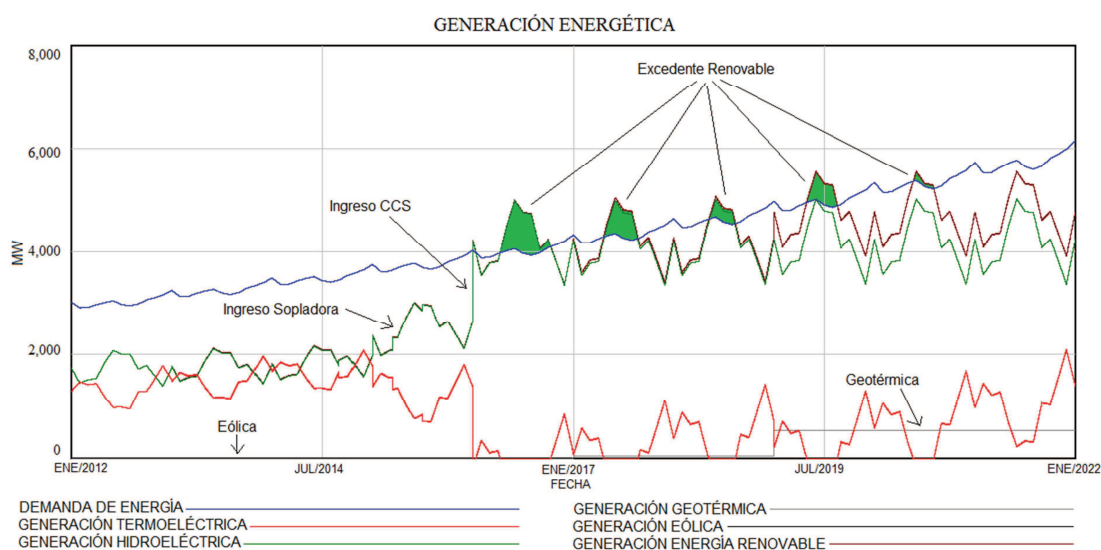


Figura 4.24 Comportamiento del SNI con Geotérmica Extra.

En el caso planteado, parte de la demanda se cubriría con esta generación (Figura 4.24). El comportamiento entre 2012 y 2018 es similar al descrito para el escenario 1. A partir de 2019 encontramos las diferencias siguientes:

- La generación térmica llega a los niveles actuales en el 2021. En el escenario 1 será en el 2020.
- Entre los años 2016 y 2020, existen 5 periodos en los que la demanda se cubrirá únicamente con generación hidroeléctrica y geotérmica. En el escenario 1 serán 4 periodos y en menores niveles.
- Existen cinco periodos en 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020, en que habría excedente de generación hidroeléctrica y Geotérmica. En el escenario 1 son 3.
- La generación geotérmica es uniforme todo el tiempo.

Al graficar los resultados que se obtienen en este escenario, se aprecia que a pesar del incremento de la demanda, se produce un descenso en el uso de generación térmica.

CAPÍTULO 5

5 Costos y Emisiones de CO2 en el periodo 2012 - 2021

5.1 Introducción

Una vez analizados los principales componentes del sistema nacional de generación, se procede a revisar los diferentes costos que intervienen en la generación eléctrica y las emisiones de CO2 en los cuatro escenarios presentados en el capítulo anterior.

El modelo permite realizar análisis de diferente índole como los costos indirectos de cada planta de generación y las emisiones de CO2 a la atmósfera.

Si se llegara a disponer de los costos fijos de producción, de implementación de las nuevas plantas de generación, del capital, de la administración, de la comercialización, etc. se pueden obtener resultados para realizar otros análisis que permitan tener una visión más amplia.

5.2 Costos Nivelados

Para poder establecer los costos de generación eléctrica, existe un sistema denominado “Costos Nivelados de Energía” (acrónimo en inglés LCoE o LCE, Levelized Costs of Energy), que permite comparar los costos de las diferentes tecnologías de generación. Este sistema calcula el valor presente neto, que es el precio mínimo al que se debe vender la energía para alcanzar un punto de equilibrio en el que se nivelarán los costos totales y los ingresos totales (CEPAL, 2010).

El cálculo de este tipo de costo es definido por la siguiente integral de tiempo:

$$LCE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Los factores que se deben considerar para realizar los costos nivelados son los siguientes:

- I_t = Gastos de inversión en el año "t"
- M_t = Gastos de Operación y mantenimiento
- F_t = Gastos de combustibles
- E_t = Electricidad Generada
- r = Tasa de descuento
- n = Tiempo de vida de la planta

Otras variables que se incorporan son:

- Depreciación de la planta
- Eficiencia de la planta
- Costo de entrega de la energía
- Capacidad y potencia de la planta
- Costos indirectos

De acuerdo al estudio realizado por la "Energy Sector Management Assistance Program", los costos por tipo de generación al 2010 fueron: (Tabla 5.1).

Tipo de generación	Costo nivelado cents/kWh
Hidroeléctrica grande	5,38
Geotérmica	5,97
Mini hidroeléctrica	6,79
Biomasa (gasificación)	7,02
Carbón	7,38
Eólica	8,89
Gas	9,60
Nuclear	9,65
Solar termodinámica	15,95
Diesel	24,20

Tabla 5.1. Costo nivelado de acuerdo al tipo de energía (CEPAL, 2010).

Otros valores importantes para realizar un adecuado análisis es el tiempo necesario para construir una planta, los costos operativos, los combustibles (en caso de requerirse) el costo de financiamiento y utilización de la planta (U.S. Energy Information Administration, 2009).

Cuando se necesita que una planta cumpla con algún requerimiento específico es muy adecuado comparar los costos nivelados, por ejemplo para saber cual es la más apropiada con un factor mínimo de potencia.

Los costos nivelados se evalúan con la capacidad máxima de cada tecnología, sin embargo se deben considerar otros factores como por ejemplo que la generación térmica es muy utilizada para cubrir los picos de los ciclos de carga o para disponibilidad inmediata en caso de necesitarla, o porque las otras generadoras dependen de factores climáticos. Vale recalcar que se debe analizar cada caso individualmente de acuerdo a la situación geográfica, climatológica y los requerimientos particulares (U.S. Energy Information Administration, 2009).

5.2.1 Costos Nivelados de Generación para Enero 2012- Enero 2022

En razón que Coca Codo Sinclair va a entregar 8605,35 GWh por año (anexo 5), se procede a calcular el costo nivelado total de esta generación con todos los egresos y gastos involucrados, y se compara con el costo nivelado de generar la misma cantidad de energía con centrales térmicas de gas que son las más eficientes y con las de diesel que son las menos eficientes, obteniendo los resultados de la tabla 5.2.

Tipo de Generación	Costo Nivelado	Costo Anual	Ahorro Anual
	Centavo de USD/kWh	USD	USD
Hidroeléctrica	5,38	462.967.830	-
Gas	9,6	826.113.600	363.145.770
Diesel	24,2	2.082.494.700	1.619.526.870

Tabla 5.2. Costos Nivelados de 8.605,35 GWh

De lo anterior se desprende que el ahorro para el país al construir la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair es de USD 363 millones o USD 1620 millones por año, si la generación es generada por centrales térmicas de gas o diesel, respectivamente.

Al igual que con Coca Codo Sinclair, se calculan los costos nivelados totales para determinar el resultado económico para el país en un año al considerar la generación geotérmica de 80 MW (Tabla 4.2) que aporta con 595,68 GWh al año al SNI, utilizando un factor de planta 0,85.

Tipo de Generación	Costo Nivelado	Costo Anual	Ahorro Anual
	Centavo de USD/kWh	USD	USD
Geotérmica	5,97	35.562.096	
Gas	9,6	57.185.280	21.623.184
Diesel	24,2	144.154.560	108.592.464

Tabla 5.3. Costos Nivelados de 595,68GWh

Si no se construyen las centrales geotérmicas de 50MW y 30MW, se necesitaría reemplazar con generación a gas o térmica que tendría un efecto negativo de USD 22 millones o USD 109 millones anuales, respectivamente.

Igualmente, se valoró el efecto económico anual que tendría la entrada en funcionamiento de las centrales Geotérmicas que están en estudio (Tabla 5.4),

que suman 450MW, que generarán 3.350,7 GWh al año, considerando un factor de planta de 0,85.

Tipo de Generación	Costo Nivelado	Costo Anual	Ahorro Anual
	Centavo de USD/kWh	USD	USD
Geotérmica	5,97	200.036.790	
Gas	9,6	321.667.200	121.630.410
Diesel	24,2	810.869.400	610.832.610

Tabla 5.4. Costos Nivelados de 3.350,70 GWh

El efecto económico favorable al construir centrales geotérmicas de 450 MW es de USD 122 millones o USD 611 millones anuales, si se reemplaza a generación con gas o diesel, respectivamente.

5.3 Costos Variables

Costos variables son aquellos cuya magnitud fluctúa en relación directa o proporcional a los cambios registrados en los volúmenes de producción o venta, por ejemplo: los combustibles, la mano de obra directa, etc. que constituyen los costos directos de generación.

5.3.1 Centrales Hidroeléctricas, Geotérmicas y Eólicas.

En el 2012, para las hidroeléctricas se utiliza el costo indicado en el inciso segundo de la Disposición Transitoria Tercera “Declaración de los Costos Variables de Producción” de la Regulación No. 013/08 (CONELEC, 2012). Para la generación geotérmica y eólica el costo variable es el mismo de las hidroeléctricas (Tabla 5.5).

Tipo de Generación	Costo Variable
	cent / kWh
Hidroeléctrica	0,2
Geotérmica	0,2
Eólica	0,2

Tabla 5.5. Costo Variable de Generación Renovable en el Ecuador (CONELEC, 2012)

5.3.2 Centrales Termoeléctricas

En el caso de las plantas térmicas, está en función del tamaño, tipo, combustible, rendimiento, transporte, mantenimiento, tecnología, etc., en base a la Regulación No. 003/03 del CONELEC.

En el Ecuador, existen precios de los combustibles subsidiados, que hacen que los costos variables de este tipo de generación sean relativamente bajos. En la tabla 5.6 se comparan los precios internacionales, frente a los locales y se obtiene el subsidio por galón.

Combustible	Precio en Dólares por Galón		
	Internacional	Generadoras	Subsidio
Diesel	4,21	0,9	3,31
Fuel Oil	2,51	0,53	1,98
Bunker	2,11	0,29	1,82

Tabla 5.6. Costos de Combustibles para Generación Eléctrica (Petrocomercial, 2012)

Cada generadora, tiene sus especificaciones particulares, que hacen que los costos variables sean diferentes. A continuación se detalla la información a junio del 2012 proporcionada por el CENACE de cada una de las plantas (Figura 5.1).

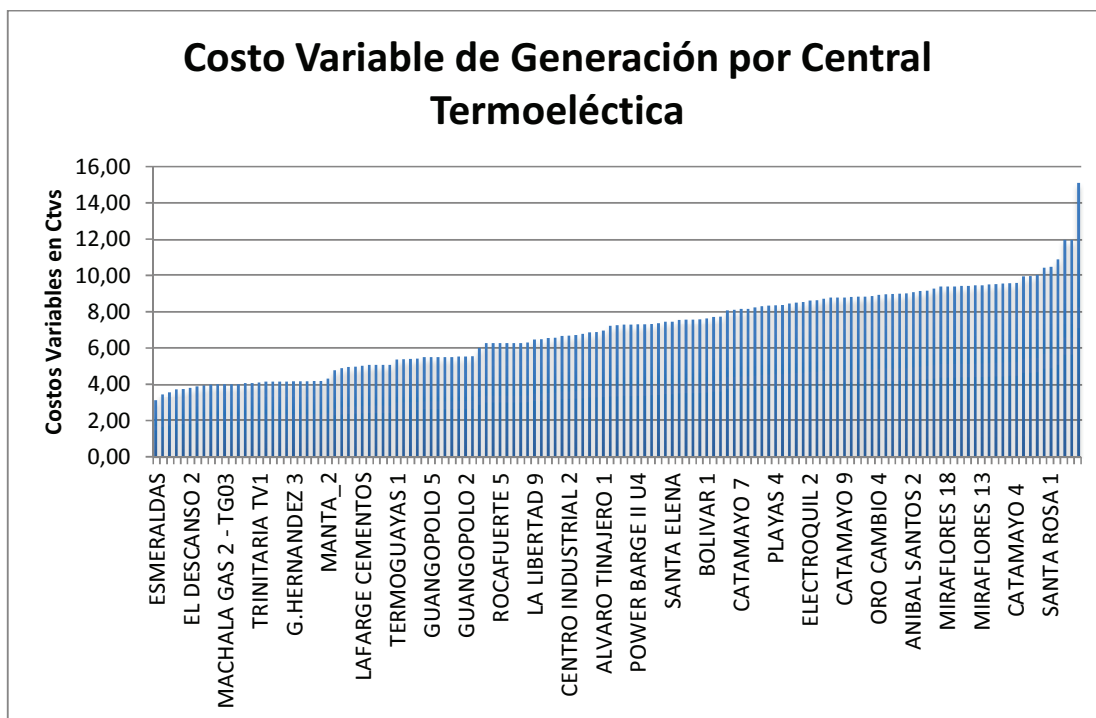


Figura 5.1. Costos Variables de Generación (CENACE, 2012).

De la figura anterior se desprende que el costo variable inferior de la energía termoeléctrica es de 3 ¢USD y el máximo de 15 ¢USD, este margen sirve para el análisis de los costos variables en los cuatro escenarios.

Una deducción importante, es que cuando el programa utiliza la generación más cara, que es la de 15 ¢USD significa que se ha llegado al límite superior de la capacidad de generación termoeléctrica y que de aumentar la demanda, se produciría un déficit que puede causar racionamientos.

5.3.3 Costos Variables de Generación para Enero 2012- Enero 2022

Se ingresó información en los cuatro escenarios seleccionados, dando como resultado los costos variables por kWh: máximo, promedio y los totales de generación.

AÑO	Costo Variable Máximo Anual			
	cents / kWh			
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
2012	7,74	7,74	7,74	7,74
2013	8,54	8,54	8,54	8,54
2014	7,71	7,71	7,71	7,71
2015	6,26	6,26	6,26	6,26
2016	3,92	6,68	3,92	3,92
2017	4,11	7,72	4,12	4,11
2018	4,92	8,79	4,97	4,92
2019	5,6	10,39	6,87	4,57
2020	7,79	15,08	8,12	5,4
2021	8,93	15,08	8,98	7,7

Tabla 5.7. Costo Variable Máximo anual de la Generación Eléctrica

El costo Variable Máximo Anual (Tabla 5.7), identifica a la última generadora que ingresa, sirve para determinar cuando se aproxima al máximo de la capacidad de generación como es el caso de los años 2020 y 2021 del segundo escenario que sobrepasa a los 15 centavos, lo que indica la posibilidad de racionamiento (Figura 5.2).

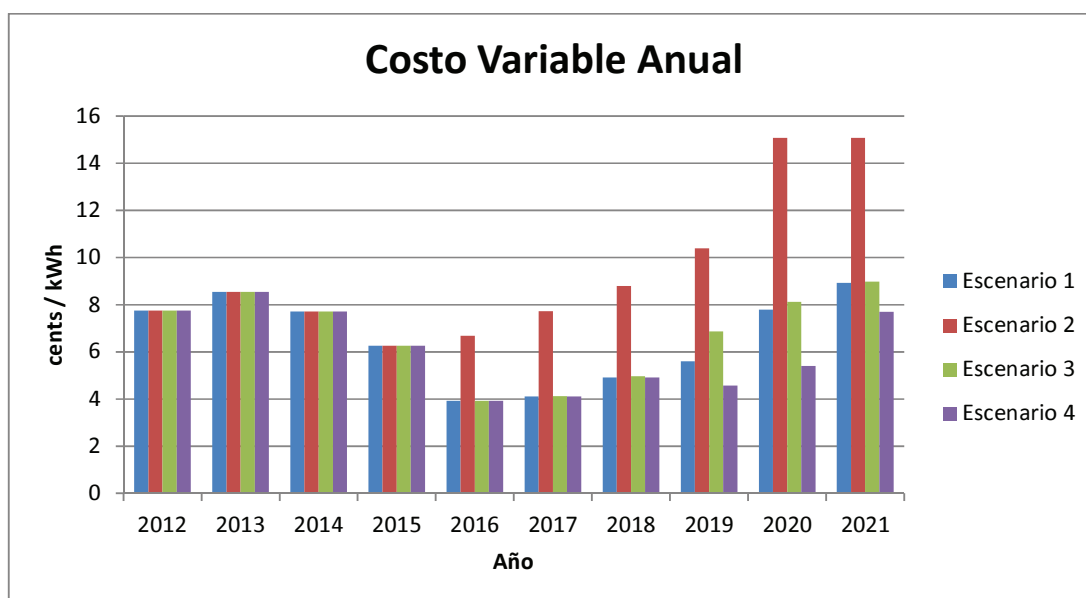


Figura 5.2. Costos Variables Máximos de la Energía.

5.4 Costo Promedio

El costo Promedio Anual (Tabla 5.4) se obtiene de la suma de los costos de todas las generadoras que estén operando en un determinado año dividido para la generación de ese mismo año, lo que da el costo promedio anual en centavos de dólar por kWh. Para los cuatro escenarios desde el 2012 al 2021.

AÑO	Costo Promedio Anual			
	cents / kWh			
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
2012	5,05	5,05	5,05	5,05
2013	5,4	5,4	5,4	5,4
2014	5,36	5,36	5,36	5,36
2015	4,2	4,2	4,2	4,2
2016	1,15	2,99	1,15	1,15
2017	1,31	3,4	1,35	1,31
2018	1,82	3,97	1,96	1,82
2019	2,37	4,63	2,49	1,4
2020	2,76	5,44	2,89	2,03
2021	3,26	6,57	3,42	2,55

Tabla 5.8. Costo Promedio Anual

En la figura 5.3 se presenta gráficamente los costos promedio anuales.

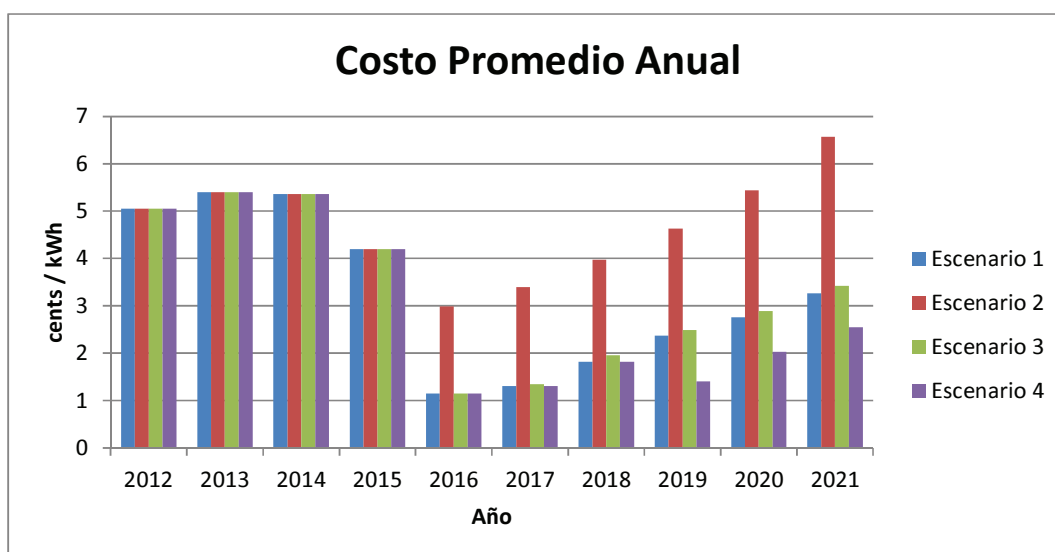


Figura 5.3. Costo Promedio de la Energía

5.4.1 Análisis de los Resultados de las simulaciones sobre costos promedios anuales

- Del 2012 al 2016, todos los escenarios tienen el mismo costo promedio anual de energía eléctrica por tener la misma fuente de energía para la generación eléctrica.
- El costo de la generación disminuye desde el 2015 en las cuatro alternativas por el ingreso de varias centrales hidroeléctricas.
- El ingreso de Coca Codo Sinclair hace que la generación de energía en el 2016 llegue a un centavo, excepto en el segundo escenario.
- En el primer escenario, el ingreso de la primera central Geotérmica en el 2017 no tiene un impacto significativo en el costo en ese año, sin embargo desde el 2018 en adelante se observa una disminución cercana a los 0,15 centavos.
- En el 2019, el ingreso de los 450 MW geotérmicos adicionales, permite una disminución de cerca de un centavo.
- En el 2020 el costo de la energía en el segundo escenario, es similar al costo actual.
- El cuarto escenario es el que tiene menores costos en el periodo 2017 – 2021.

5.5 Costo Total Anual de la Generación Eléctrica

AÑO	Costo Anual de Generación			
	Millones de Dólares			
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
2012	902,29	902,29	902,29	902,29
2013	1043	1043	1043	1043
2014	1091	1091	1091	1091
2015	822,86	822,86	822,86	822,86
2016	318,5	743,69	318,5	318,5
2017	368,59	923,57	382,4	368,69
2018	469,89	1135	495,36	469,89
2019	615,06	1416	660,41	435,25
2020	816,05	1812	860,42	589,2
2021	1073	2346	1138	815,51

Tabla 5.9. Costo Anual de Generación

En la tabla 5.9 y figura 5.4, se comparan los costos anuales totales por año para los cuatro escenarios. Se nota que hasta el 2015, todos son iguales, y a partir del 2016 sería el segundo escenario el más costoso, mientras el cuarto el más económico a partir de 2019.

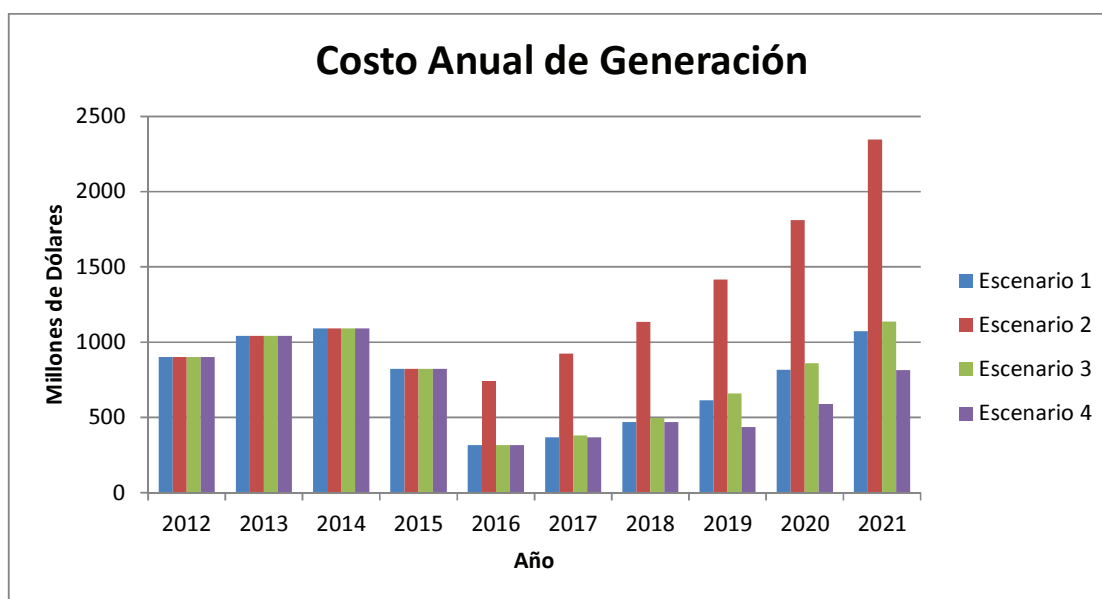


Figura 5.4. Costo anual de la generación eléctrica

5.5.1 Análisis de los resultados de las simulaciones sobre costos totales anuales.

Los resultados son similares a los que se obtienen en los costos promedios anuales, sino que se presentan de manera total, por eso se valoran en miles de millones.

- El costo de la generación de acuerdo a los planes de expansión del CONELEC para el 2021 será de 1.073 millones de dólares.
- Si no se hubiese ejecutado el proyecto Coca Codo Sinclair, el costo del año 2021 sería de 2,346 millones de dólares, es decir se produce un ahorro de 1.273 millones de dólares que significa el 119%.
- Para el 2021, la generación más económica sería la del cuarto escenario con un costo de 815,51 millones de dólares, es decir si se ejecuta permitirá un ahorro en ese año de 813,78 millones de dólares adicionales.

5.6 Emisiones de CO2 de las centrales Térmicas

El programa también permite tener una medición de las emisiones de CO2 por tipo de planta, combustible, eficiencia y todos los componentes que se relacionan con la generación eléctrica en los cuatro escenarios.

Las plantas de generación hidráulica, eólica, geotérmica y solar no emiten CO2 a la atmósfera. Sólo las térmicas emiten esta clase de gases.

Lo primero es considerar los combustibles que se utilizan en el país y los componentes químicos en porcentaje de la masa total del combustible (tabla 5.10).

Composición		Bunker	Diesel	Gas Natural
C	%	87,12	87,1	75
S	%	1,71	0,07	0
H ₂	%	10,63	12,39	25
H ₂ O	%	0	0	0
N ₂	%	0,19	0,1	0
O ₂	%	0,34	0,34	0
CENIZA	%	0,01	0	0
TOTAL	%	100	100	100
CC	kWh/kg	11,19	12,36	14,47

Tabla 5.10. Composición Química de los Combustibles utilizados para la generación térmica del Ecuador en porcentaje de masa

En donde:

CC: Capacidad Calorífica
 C: Carbono
 S: Azufre
 H₂: Hidrógeno
 H₂O: Agua
 N₂: Nitrógeno
 O₂: Oxígeno

Para el cálculo de las emisiones:

- Se asume que los combustibles son utilizados en un quemador que posee un exceso de aire del 25% y una humedad ambiental de 0,013 libras de agua por libra de aire seco.
- Se ingresa la información de la composición química del combustible.
- Se ingresa el peso molecular de cada uno de sus componentes.
- Se ingresa el peso molecular de cada uno de los componentes presentes en el aire necesarios para la combustión.
- Con los pesos moleculares de cada uno de los productos generados se obtiene la masa de los gases emitidos en función de la masa del combustible utilizado.

El método utilizado y los resultados para los cálculos de gases por la combustión (Anexo 9), permitieron obtener las emisiones de gases a la atmósfera por kilovatio hora generado (tabla 5.11).

Gas de Escape	Bunker	Diesel	Gas Natural
	kg/kWh	kg/kWh	kg/kWh
CO ₂	0,2378	0,258	0,1899
SO ₂	0,0031	0,000113	0
O ₂	0,0624	0,0668	0,0688
N ₂	0,00017	0,000081	0
N ₂ A	1,035	1,11	1,1413
H ₂ O	0,1024	0,1083	0,1737
CNC	0,0125	0	0

Tabla 5.11. Gases de escape generados por tipo de combustible.

En donde:

CO₂: Dióxido de Carbono

SO₂: Dióxido de Azufre

O₂: Oxígeno Libre

N₂: Nitrógeno Libre proveniente del Combustible

N₂A: Nitrógeno Libre proveniente del Aire

H₂O: Vapor de Agua

CNC: Carbono no combustionado

Del cuadro anterior se desprende que, por kWh generado, el que emite la menor cantidad de CO₂ es gas natural, seguido del bunker y por último el Diesel. Sin embargo, el bunker también emite carbono libre que no se ha unido al oxígeno presente en el aire, lo que se denomina carbono no combustionado que es lo que le da el característico color negro a los gases de escape de esta combustión.

5.6.1 Emisiones de CO2 por tipo de planta

Para determinar la cantidad de CO2 emitido por cada una de las plantas térmicas es necesario conocer la cantidad de combustible que queman y la eficiencia de la planta.

A modo de ejercicio, se toma el caso de la central Termoesmeraldas S.A. que funciona con Bunker y tiene una eficiencia del 37,89%. A continuación se asume que el combustible que utiliza es el diesel y luego gas natural, de tal manera que se pueda comparar las emisiones de CO2 de cada combustible en las mismas condiciones.

Para obtener las emisiones de CO2 por hora de funcionamiento es el siguiente:

$$\dot{m}_{CO_2} = \frac{\text{Generacion de la Planta}}{\text{Eficiencia}} \times \text{Emisiones}$$

De todo este proceso se llega a establecer las emisiones de CO2 por cada hora de funcionamiento de la planta de Termoesmeraldas S.A. (Tabla 5.12)

Datos	Unidades	Bunker	Diesel	Gas Natural
Combustible	kg/h	31250,8	28292,6	24166,9
CO2	kg/h	83155,3	90295,9	66413

Tabla 5.12. Emisiones de CO2 por combustible de la planta de Termoesmeraldas

De los resultados obtenidos se concluye que:

- Para generar 132,5 MWh de electricidad, necesita 24 toneladas de gas natural, o 28 toneladas de diesel, o 31 toneladas de bunker.

- El gas natural es el que menor cantidad de CO2 emite por hora de funcionamiento. La planta de Gas Natural emite 66,4 toneladas, le sigue la de Bunker con 83,15 toneladas y finalmente la de Diesel con 90,3 toneladas.

Los cálculos realizados para Termoesmeraldas, se repitieron para todas las plantas de generación térmica que conforman el SNI tanto de los combustibles como de las emisiones de CO2 (Anexo 10).

5.7 Emisiones de CO2 por la Generación del SNI periodo Enero 2012- Enero 2022

En los cuatro escenarios se obtuvieron los resultados de las emisiones de CO2 anuales (Figura 5.5) en millones de toneladas (Tabla 5.13).

AÑO	Emisiones Anuales			
	Millones de Toneladas			
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
2012	3,07	3,07	3,07	3,07
2013	3,76	3,76	3,76	3,76
2014	4,3	4,3	4,3	4,3
2015	2,21	2,21	2,21	2,21
2016	0,06	1,06	0,06	0,06
2017	0,14	2,25	0,17	0,14
2018	0,35	3,19	0,4	0,35
2019	0,68	4,25	0,81	0,2
2020	1,27	5,7	1,45	0,51
2021	2,1	7,35	2,34	1,06
Total	17,94	37,14	18,57	15,66

Tabla 5.13. Emisiones de CO2 anuales

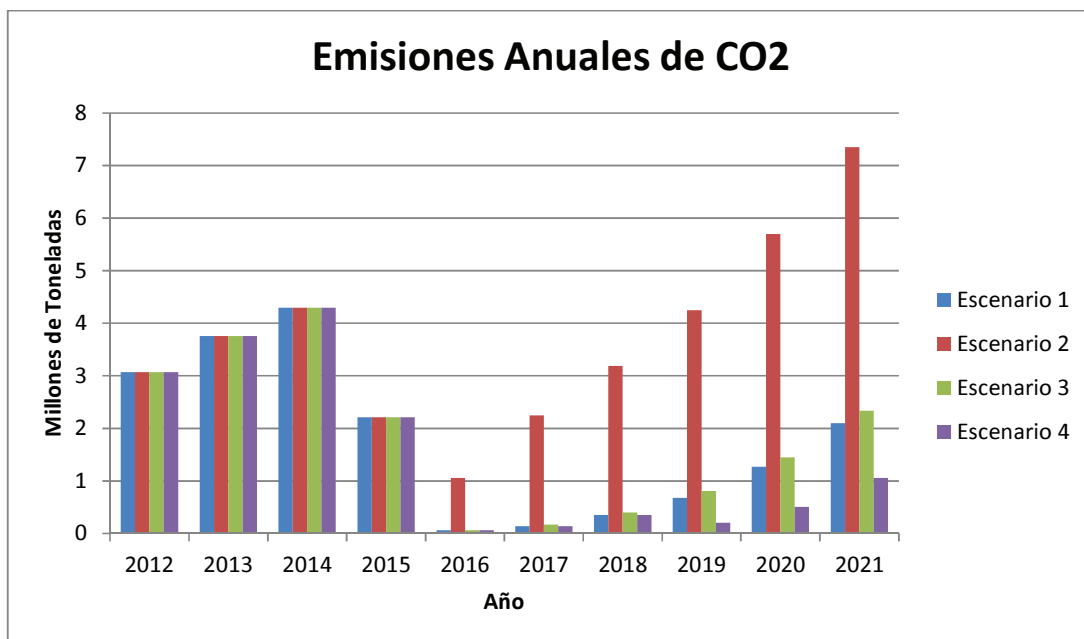


Figura 5.5. Emisiones de CO2 Anuales

- Del 2012 al 2016, en todos los escenarios las emisiones de CO2 son las mismas.
- Las emisiones de CO2 disminuye entre el 2015 y 2018 en las cuatro alternativas
- Las emisiones de CO2 en la alternativa 2 se incrementan desde el 2017.
- En los escenarios 1, 3 y 4, existen periodos que no habrán emisiones de CO2
- En el 2019, el ingreso de los 450 MW geotérmicos adicionales, de la alternativa 4 la convierte en la de menores emisiones de CO2 de todas las alternativas con 15,66 millones de toneladas en el periodo.
- El que mayores emisiones emite es el segundo escenario con cerca de 37,66 millones de toneladas de CO2 en el periodo del análisis.

5.7.1 Valoración de las Emisiones de CO2

En razón de que en el año 2004 se aprobó el convenio de Kioto, respecto a la disminución de emisiones contaminantes, también existen incentivos económicos, que deben proveer los países contaminantes a los que disminuyan las emisiones.

Al 12 de septiembre de 2012 la cotización del bono de carbono que permite emitir una tonelada de CO2 a la atmósfera es de 10,22 USD. Con esta información se valoró el derecho económico que tendría el país por modificar la matriz energética a generación hidráulica, eólica y geotérmica, para esto se toma como base el año 2012 y se establece los efectos de las nuevas emisiones y se valoran en los cuatro escenarios, llegando a los siguientes resultados (tabla 5.14).

AÑO	Monto favorable por disminución CO2			
	Millones de Dólares			
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
2013	-7,0518	-7,0518	-7,0518	-7,0518
2014	-12,5706	-12,5706	-12,5706	-12,5706
2015	8,7892	8,7892	8,7892	8,7892
2016	30,7622	20,5422	30,7622	30,7622
2017	29,9446	8,3804	29,638	29,9446
2018	27,7984	-1,2264	27,2874	27,7984
2019	24,4258	-12,0596	23,0972	29,3314
2020	18,396	-26,8786	16,5564	26,1632
2021	9,9134	-43,7416	7,4606	20,5422
Total	130,4072	-65,8168	123,9686	153,7088

Tabla 5.14. Valor a que tiene derecho por disminución e CO2

- El Ecuador tendría derecho a 130 millones de dólares en el transcurso de los siguientes 9 años, si se cumple el plan de expansión del CONELEC.
- Si no se ejecuta el proyecto Coca Codo Sinclair, el país deberá cancelar 66 millones de dólares.
- El escenario 3 obtiene un saldo favorable de 124 millones de dólares, inferior al escenario 1 en razón de que no se ejecuta ningún proyecto Geotérmico.
- El escenario 4, es el que mas recursos daría al Ecuador en una suma de 154 millones de dólares.

CAPÍTULO 6

6 Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

En el presente estudio se hace la simulación del sistema de generación eléctrico ecuatoriano tomando en cuenta las proyecciones del CONELEC.

Los puntos más importantes de dichas proyecciones son la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas Sopladora y Coca Codo Sinclair, además de la central geotérmica Tufiño.

Se determina que las centrales Sopladora y sobretodo Coca Codo Sinclair tienen un gran impacto en la matriz energética, reduciendo la generación térmica en el periodo de estiaje del año 2016 en cerca de 981 MW equivalente al 53,67%. Se nota incluso que eventualmente (en 3 periodos durante los próximos 10 años) se lograría superar la demanda, ese excedente sin embargo no es del todo significativo como para pensar en exportación.

En conclusión, del desarrollo del presente trabajo se destaca lo siguiente:

1. Desde el punto de vista del usuario, el sistema de Generación Eléctrica ha funcionado relativamente bien salvo la crisis ocurrida a finales del 2009 (Figura 3.1), sin embargo para el generador, permanentemente se han debido efectuar acciones emergentes para satisfacer la demanda.
1. A partir del 2012 la generación hidroeléctrica cubrirá con la mayor parte de la demanda (Figura 4.17)

2. Los diagramas de Forrester permiten desarrollar programas automatizados que consideren todos los parámetros del sector eléctrico, para trabajar en múltiples escenarios y planificar las mejores soluciones a la demanda eléctrica futura. El programa es de manejo sencillo, procesa la información y entrega resultados seguros, certeros y confiables.
3. El Programa desarrollado con diagramas de Forrester es muy versátil, puede procesar los sistemas de: generación, transmisión, distribución, comercialización, tarifas, importaciones, presupuestos, mantenimiento, emisiones de gases, costos fijos y variables, flujos de fondos, etc.
4. El ingreso de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y Sopladora disminuye considerablemente el consumo de la energía térmica, permitiendo que en la época de estiaje de las dos cordilleras se disminuya desde 1800 MW termoeléctricos a 800MW.
5. El Ecuador dispondrá de excedentes de producción eléctrica entre los meses de mayo a septiembre durante tres años, después del ingreso de la central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, si se cumplen los planes de expansión del CONELEC.
6. Si se desarrollan e incorporan las centrales Geotérmicas que se están estudiando y se muestran en el cuarto escenario, se elevarían a cinco períodos los que se producirían excedentes, no siendo necesario el uso de generación térmica.
7. La necesidad de las centrales termoeléctricas disminuye, mas no se elimina en su totalidad con la entrada de todas las nuevas plantas de energía hidráulica proyectadas, sobre todo en épocas de estiaje.

8. El ingreso de las hidroeléctricas Sopladora y Coca Codo Sinclair disminuye el costo promedio de la energía total en 4 ctvs. de dólar por kWh.
9. La energía geotérmica proyectada disminuye el costo promedio total en 0.15 ctvs. de dólar por kWh.
10. La energía geotérmica extra sugerida disminuye el costo promedio de la energía total en 1 ctv. de dólar adicional por kWh
11. EL ingreso de las centrales Hidroeléctricas Sopladora y Coca Codo Sinclair disminuyen las emisiones de CO₂ en cerca de 3,5 millones de toneladas anuales.
12. El uso de la energía geotérmica planificada disminuye las emisiones anuales de CO₂ en 200.000 toneladas anuales.
13. La energía geotérmica adicional de 450 MW disminuye las emisiones de CO₂ en 1 millón de toneladas anuales.

6.2 Recomendaciones

1. Se utilice el Programa desarrollado con diagramas de Forrester ya que permite tener una visión completa y permanente de la situación del Sector Eléctrico Ecuatoriano, y a su vez es una herramienta versátil, de fácil manejo para la planificación.
2. Se recomienda que continúe la expansión de la generación eléctrica utilizando energías renovables, que tienen menores costos de producción y disminuye la emisión de gases de efecto invernadero.
3. Se impulse la generación Geotérmica que puede funcionar a plena capacidad de manera permanente.
4. La explotación de combustibles fósiles esta agotando las reservas lo que convierte a la energía termoeléctrica de incierta duración, costosa y con altas emisiones atmosféricas, por lo que se debe limitar su uso.
5. La comercialización de excedentes de energía eléctrica se haga cuando el costo de generación no supere los 2 centavos por kWh o cuando provenga exclusivamente de generación Hidráulica y Geotérmica. Si es de mayor valor, significaría que al menos una parte, provendría de fuentes no renovables que utilizan combustibles subsidiados, lo que no es recomendable.
6. Impulsar las invitaciones realizadas por el Gobierno Nacional a inversionistas privados para desarrollar plantas de energía renovable a través de contratos a largo plazo a pesar de ser contradictorio pues casi todas las generadoras utilizan capital público.