

1-1-2018

Diseño de un sistema de prueba para el análisis del planeamiento operativo energético de largo plazo según los lineamientos establecidos en el código de redes

Juan Camilo Plazas Salamanca
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Plazas Salamanca, J. C. (2018). Diseño de un sistema de prueba para el análisis del planeamiento operativo energético de largo plazo según los lineamientos establecidos en el código de redes. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/176

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PRUEBA PARA EL ANÁLISIS DEL
PLANEAMIENTO OPERATIVO ENERGÉTICO DE LARGO PLAZO SEGÚN LOS
LINEAMIENTOS ESTABLECIDOS EN EL CÓDIGO DE REDES**



JUAN CAMILO PLAZAS SALAMANCA

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2018**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PRUEBA PARA EL ANÁLISIS DEL
PLANEAMIENTO OPERATIVO ENERGÉTICO DE LARGO PLAZO SEGÚN LOS
LINEAMIENTOS ESTABLECIDOS EN EL CÓDIGO DE REDES**

JUAN CAMILO PLAZAS SALAMANCA

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista**

**Director
Geovanny Alberto Marulanda García
M.Sc., en Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2018**

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C., mayo de 2018

Dedicado a mis queridos padres Martín Plazas Díaz y Ana Marina Salamanca González, quienes con su apoyo incondicional, me ayudaron a desarrollarme como profesional y persona íntegra.

A mis hermanos Andres F. Plazas S. y Liliana Plazas S., quienes me brindaron su gran apoyo cuando más los necesite, fueron los que siempre estuvieron en los momentos con más dificultad y me ofrecieron lo necesario para mi íntegra formación.

A mi hija Maria Valentina Plazas Sanabria quien ha sido mi mayor motivación para convertirme en un gran profesional.

También le doy gracias a Dios por permitirme ser la persona que soy hoy en día, a mi familia, amigos y a mis docentes quienes, con su paciencia, dedicación y motivación, han hecho fácil lo difícil. Ha sido todo un privilegio haber contado con ellos en este largo camino.

A cada uno de los anteriores, les dedico las páginas de esta Tesis donde finalmente puedo decir con satisfacción “No fue fácil, pero lo logré”.

Juan Camilo Plazas Salamanca

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por haberme permitido llegar hasta este punto y cumplir tanto con los objetivos, como con las metas propuestas, gracias por su infinita bondad y amor.

A mis padres, que con su ayuda me colaboraron tanto económica, como emocionalmente y en los momentos de frustración tuvieron una voz de aliento para ayudarme a seguir adelante, para cumplir con este logro de llegar a ser profesional. Su apoyo, consejos y ejemplo, fueron la motivación constante que me permitió superar las dificultades encontradas en este largo camino y con su amor incondicional llenaron mis días de fuerza y sabiduría, para culminar con éxito este gran sueño.

Al Ingeniero Geovanny Alberto Marulanda García, director de este proyecto de grado, quien con sus conocimientos, dedicación, tiempo e interés en colaborarme día a día, me motivó para que fuera posible llegar a la culminación de este proyecto.

Por último, me queda por mencionar al motor de mi vida, al verdadero amor, representado en una sola persona, mi hija, María Valentina Plazas Sanabria, quien me da la razón para ser mejor que ayer y que mañana, su amor incondicional es el regalo más grande que me han podido dar Dios y la Vida (*Juntos por siempre*) Te amo.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
I. Introducción	9
Planeamiento Operativo Energético	10
II. Metodología	11
A. Requisitos para el Planeamiento Operativo Energético	11
B. Valor esperado, Valor presente y Costo de Operación	11
C. Disponibilidad de Corto Plazo, Disponibilidad por Mantenimientos Programados e Disponibilidad Histórica	12
D. Modelo matemático propuesto para el Planeamiento Operativo Energético	13
E. Construcción del sistema de prueba	13
III. Resultados y análisis	14
A. Caso base	14
B. Caso 1. Variación de la Disponibilidad Histórica de las unidades	14
C. Caso 2. Variación de la demanda	15
IV. Conclusiones	15
V. Referencias	15
ANEXO A	17

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Energía máxima entregada por cada generador.....	17
Tabla 2. Disponibilidad de cada unidad de generación.....	19
Tabla 3. Precio de la energía, precio del combustible, demanda de energía.....	21

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. División del Planeamiento Operativo del Código de redes, según la CREG	10
Figura 2. Comparación de la energía entregada por cada unidad	14
Figura 3. Comparación de la energía entregada por cada unidad cambiando el índice de indisponibilidad histórica	14
Figura 4. Comparación de la energía entregada por cada unidad aumentando el 5 % de la demanda	15

DISEÑO DE UN SISTEMA DE PRUEBA PARA EL ANÁLISIS DEL PLANEAMIENTO OPERATIVO ENERGÉTICO DE LARGO PLAZO SEGÚN LOS LINEAMIENTOS ESTABLECIDOS EN EL CÓDIGO DE REDES

Juan Camilo Plazas Salamanca

Universidad de La Salle, Bogotá, Colombia

Resumen— *Con el presente trabajo, se diseña un sistema de prueba que permite realizar estudios técnicos y económicos aproximados para el Planeamiento Operativo Energético de Largo Plazo. Adicional a esto, se propone un modelo matemático para realizar el planeamiento Operativo Energético de Largo Plazo.*

Se diseña un sistema de prueba que permite analizar los costos de operación del Planeamiento Operativo energético por medio del software Gams, Se presentan 3 casos de estudio técnicos y económicos según los lineamientos establecidos en el código de redes.

Se evalúa el modelo y el sistema de prueba propuesto analizando el aporte de cada unidad de generación para suministrar la demanda requerida y se hace un cambio en los índices de indisponibilidad histórica y un aumento en la demanda, se analiza el comportamiento de la energía entregada por cada unidad de generación.

Basado en los datos que arroja el sistema de prueba se analizan los costos de operación del Planeamiento Operativo Energético de Largo Plazo analizando los resultados que afectan más el costo de operación y tomando decisiones que se toman basadas en la planeación de los recursos dependiendo en gran medida de la disponibilidad de las unidades de generación y de un pronóstico acertado de la demanda.

Palabras clave— *Planeamiento Operativo Energético de Largo Plazo, despacho hidrotérmico, tasa de retorno, código de redes.*

Abstract — *This paper presents a test system which allows to perform approximate technical and economic studies for a long term operative energetic planning.*

A test system is design to analyze the operative costs for the operative energetic planning with Gams software. It presents three technical and economic study cases according to the network code guidelines.

A test system is design to analyze the operative costs for the operative energetic planning with Gams software. It presents three technical and economic study cases according to the network code guidelines.

Based on the data provided by the test system, the operation costs from the long term energy operational planning are analyzed, studying the results that most affect the operating cost, making decisions based on the planning of the resources, depending to a great extent of the availability of the generating units and a successful demand forecast.

Keywords— *Long term energy operative planning, hydrothermal, return rate, network code*

I. INTRODUCCIÓN

El objetivo de planear el uso de los recursos energéticos de un país, es aumentar la seguridad energética, diversificar las fuentes de abastecimiento, y optimizar los costos de inversión y operación de los distintos recursos energéticos primarios de forma integrada; sin embargo, los riesgos y las oportunidades asociadas a esta integración, difieren de acuerdo con la disponibilidad de los recursos presentes en cada país y las prioridades que se consideren en el planeamiento.

En forma particular, en Colombia, la forma en que se planea la operación integrada de los recursos energéticos relacionados con el sector eléctrico se establece en el Código de redes [1]. El Código de redes forma parte del reglamento de operación del sistema eléctrico colombiano y está compuesto por cuatro códigos: Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación [1].

En el Código de Planeamiento de la Expansión del STN se especifican los criterios, estándares y procedimientos, tanto para el suministro, como para el tipo de información requerida por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) [2]. Este código establece la base para la elaboración del Plan de Expansión de Referencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a tensiones iguales o superiores a 220 kV [1]. Por su parte, en el código de conexión se establecen los requisitos técnicos mínimos para el diseño, la construcción, el montaje, la puesta en servicio, la operación y el mantenimiento, que todo usuario debería cumplir para su conexión al STN [3] - [4]. Así mismo, en el código de medida se establecen las condiciones técnicas y los procedimientos que se deben tener en cuenta para efectos de lectura, registro y recolección de la información, las cuales resultan necesarias para la contabilizar las transacciones de energía eléctrica realizadas en el mercado mayorista [1]. Por otro lado, este código también especifica las características técnicas que deben cumplir los equipos de medición, telecomunicaciones y respaldos asociados, así como los procedimientos de instalación, pruebas, certificación, operación y mantenimiento de tales equipos.

Por último, en el código de operación se mencionan los aspectos relacionados con el planeamiento operativo energético en el sistema eléctrico colombiano. Este código contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios, para realizar el planeamiento, la coordinación, la supervisión, el control, y la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Lo anterior para atender la demanda de forma confiable, segura y con calidad de servicio, utilizando los recursos disponibles de la manera más económica y conveniente para el país [1].

En el código de operación se indican los procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento operativo de los recursos energéticos. Inicialmente, el planeamiento operativo se divide de dos formas: funcional y temporal. La descomposición funcional considera el Planeamiento Operativo Energético y el Planeamiento Operativo Eléctrico. La descomposición temporal establece un largo plazo de 5 años, un mediano plazo de 5 semanas, un despacho económico de 24 horas y un redespacho de una hora. El planeamiento operativo energético de largo plazo y mediano plazo tienen carácter indicativo, mientras que, el planeamiento operativo eléctrico, el despacho económico, y el redespacho, tienen carácter obligatorio [1]. Un resumen de la división del planeamiento operativo se presenta en la figura 1.

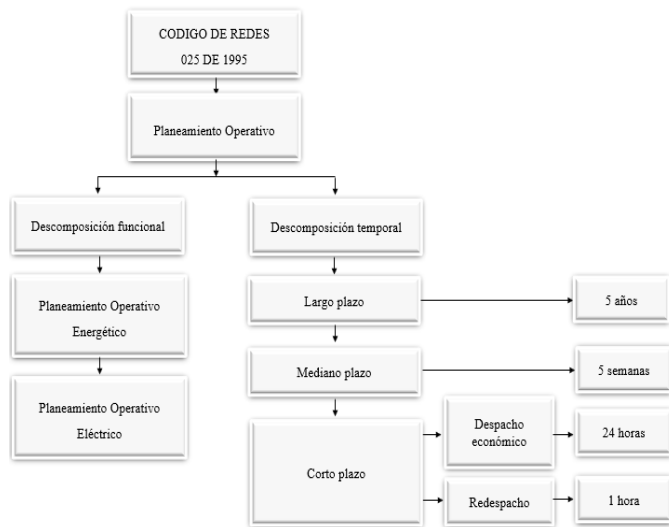


Figura 1. División del Planeamiento Operativo del Código de redes, según la CREG. Fuente:Elaboración propia.

Planeamiento Operativo Energético

Con el planeamiento operativo energético se realiza la planeación de la operación de los recursos energéticos, hidráulicos y térmicos, empleados en la producción de energía eléctrica a largo y mediano plazo. En este proceso, se calculan

los costos incrementales de los embalses con períodos de regulación mayores al mensual, se establece el programa coordinado de mantenimientos preventivos y se calculan los índices de evolución esperada de la operación en el horizonte de largo plazo [1].

Para realizar los estudios técnicos del planeamiento operativo energético es necesario considerar información de los combustibles, los planes de expansión en generación y transmisión, los pronósticos de demanda de largo plazo, la distribución temporal y espacial de la demanda, los caudales históricos de las plantas de generación de hidroeléctricas, la proyección de los precios de los combustibles y los parámetros eléctricos del STN. Adicional a esto, se realizan tanto estudios eléctricos como de optimización energética, que son definidos por medio de algoritmos y modelos que ayudan a mejorar las características actuales y futuras de la operación [1].

Distintos trabajos han estudiado el planeamiento de los recursos energéticos en el sector eléctrico. Por ejemplo, en [5], se propone un modelo matemático que tiene en cuenta el almacenamiento final del agua en los embalses para las plantas hidroeléctricas, y se realiza una programación óptima de la generación a mediano y largo plazo. En este artículo, se exponen tanto el modelo de despacho de generadores térmicos como el de generadores hidráulicos, dando a conocer a su vez, que es un método efectivo con tiempos de cálculo más cortos y con una mayor precisión. Por otra parte, en [6] se realiza la comparación entre dos algoritmos de optimización para la coordinación hidrotérmica de corto plazo. Adicional a esto, se consideran las variaciones de demanda de energía eléctrica y se minimizan los costos de la generación térmica. En [7], se propone un modelo que trata la programación de generación a corto plazo en plantas hidráulicas y térmicas, que tienen en cuenta los costos futuros de generación para las obtenidas a partir de modelos de corto y mediano plazo.

Los trabajos presentados anteriormente dan cuenta de la importancia de desarrollar modelos orientados a la planeación de los recursos energéticos. Particularmente en Colombia no se cuenta con un sistema de prueba que permita realizar estudios de caso para el planeamiento operativo energético de largo plazo. En este trabajo se propone un modelo matemático y un sistema de prueba que puede ser empleado como una primera aproximación para realizar este tipo de análisis.

Para presentar los resultados obtenidos en este trabajo, este documento se encuentra ordenado de la siguiente manera: en la sección II se presenta la metodología empleada para la construcción del modelo y el sistema de prueba, la sección III presenta los resultados obtenidos y en la sección IV se

presentan las principales conclusiones derivadas de este trabajo.

II. METODOLOGÍA

Para alcanzar los objetivos propuestos, la metodología desarrollada en este trabajo se dividió en tres etapas. En primer lugar, se estudiaron los lineamientos establecidos en el código de redes para el planeamiento operativo energético de largo plazo. Posteriormente se propuso un modelo matemático, y, finalmente, se identificó la información necesaria para diseñar un sistema de prueba.

A. Requisitos para el Planeamiento Operativo Energético de Largo Plazo.

El objetivo del planeamiento operativo energético de largo plazo es calcular los desembalsamientos mensuales que cumplen con el criterio de minimizar el valor esperado del valor presente en los costos de operación de los recursos de generación del SIN. Para esto se emplean metodologías de programación matemática. En cuanto a las unidades de generación, se utiliza la indisponibilidad de corto plazo, la indisponibilidad por mantenimientos programados y la indisponibilidad histórica de unidades generadoras [1]. Como información de salida de estas metodologías se obtienen los desembalsamientos o los costos incrementales a nivel mensual para cada uno de los embalses con período de regulación mayor a la mensual. En este trabajo se presenta como resultado los desembalsamientos de cada central.

Las secciones B y C de la parte II, presentan el marco teórico que permiten el planteamiento de la función, objetivo y las restricciones que se emplearán en el modelo propuesto para el problema del planeamiento operativo energético de largo plazo. Finalmente, la sección D presenta información sobre la construcción del sistema de prueba.

B. Valor esperado, Valor presente y Costos de Operación.

El valor esperado representa la evaluación del valor presente neto esperado de un proyecto de inversión, que consiste en determinar el valor futuro de un negocio. Lo anterior considerando un interés apropiado, así como el número de años hasta que este llegue a su fecha futura; es decir, es una forma de estimar el beneficio de una inversión inicial [8]. Matemáticamente, el valor esperado se calcula a partir de (1):

$$VE_T = \frac{FNE_T}{(1+r)^T} \quad (1)$$

Donde:

VE_T	Valor esperado en el año T
FNE_T	Flujo neto efectivo del año T .
T	Número de años.
r	Tasa mínima aceptable de rendimiento [9].

Por otro lado, el valor presente es un método estándar para la consideración del valor temporal del dinero a la hora de evaluar diferentes proyectos de inversión a largo plazo. Luego:

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+r)^1} + \frac{FNE_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FNE_T}{(1+r)^T} \quad (2)$$

Donde:

VPN	Valor presente neto.
P	Inversión inicial en el año cero.

Luego, para el planeamiento operativo energético de largo plazo, la función objetivo propuesta en este trabajo se presenta en (3):

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{NGT} \sum_{t=1}^T \frac{FNE_{it}}{(1+r)^t} + \sum_{j=1}^{NGH} \sum_{t=1}^T \frac{FNE_{jt}}{(1+r)^t} \quad (3)$$

Donde:

k	Subíndice empleado para definir el mes.
t	Subíndice empleado para definir el año de estudio.
i	Subíndice empleado para asignar generadores térmicos.
j	Subíndice empleado para asignar generadores hidráulicos.
NGT	Número total de generadores térmicos.
NGH	Número total de generadores hidráulicos.

Note que en (3) se ha omitido la inversión inicial, dado que este parámetro no afecta el resultado del problema de optimización.

De manera similar, los costos de operación son los gastos que enfrentarán los generadores durante el periodo posterior a la inversión inicial; es decir, después de culminada la ejecución del proyecto. Los costos de operación son generados durante el periodo en el que el proyecto se encuentra en

funcionamiento. Matemáticamente, en el planeamiento operativo energético de largo plazo, estos corresponden al flujo neto efectivo para cada central [10].

$$FNE_{it} = \sum_{k=1}^{NM} ET_{itk} * PC_{itk} \quad (4)$$

$$FNE_{jt} = \sum_{k=1}^{NM} EH_{jtk} * PP_{tk} \quad (5)$$

Donde:

PP_{tk}	Precio promedio de la energía en el año t , en el mes k .
PC_{itk}	Precio promedio del combustible para el generador térmico i en el año t , en el mes k .
ET_{itk}	Energía entregada por el generador térmico i en el año t , en el mes k .
EH_{jtk}	Energía entregada por el generador hidráulico j en el año t , en el mes k .
NM	Número total de meses.

En las ecuaciones (4) y (5), el flujo neto efectivo ha sido expresado en términos de los costos de operación para cada central, considerando para el caso de las centrales térmicas, un costo de operación asociado al precio del combustible, mientras que, para las centrales hidráulicas, se asume que este costo depende del precio promedio de la energía. Lo anterior se ha asumido debido a limitaciones en la información disponible relacionada con los costos de operación de las centrales hidráulicas.

C. *Indisponibilidad de Corto Plazo, Indisponibilidad por Mantenimientos Programados e Indisponibilidad Histórica.*

En esta sección se presentan los cálculos de los índices de indisponibilidad de corto plazo, indisponibilidad por mantenimientos programados y la indisponibilidad histórica. La indisponibilidad de corto plazo se calcula como:

$$ICP = \frac{HM - IMP}{1 - IMP} \quad (6)$$

Donde :

ICP	Indisponibilidad de Corto Plazo.
HM	Horas de mantenimiento programado de la unidad.
IMP	Indisponibilidad por mantenimientos programados.

En (6), la indisponibilidad de corto plazo corresponde a la parte de la indisponibilidad histórica de cada unidad generadora ocasionada por eventos diferentes a la indisponibilidad por mantenimientos programados en los últimos tres (3) años. Este cálculo se efectúa sobre las horas de máxima demanda para el análisis de potencia y sobre todas las horas del período para análisis energéticos. Se expresa por unidad de su capacidad efectiva y se revalúa estacionalmente [1]. También, se utiliza para modelar la disponibilidad de unidades de generación en las metodologías de largo plazo durante el primer año del horizonte, y en el segundo horizonte del mediano plazo.

La indisponibilidad de corto plazo, también puede calcularse como:

$$ICP = \frac{HI + HD - HM}{HI + HO - HM} \quad (7)$$

Donde:

HI	Horas de indisponibilidad forzada o programada.
HO	Horas de operación o en línea.
HD	Horas equivalentes de indisponibilidad por derrateos calculadas.

En el caso de plantas hidráulicas, para el cálculo de la indisponibilidad de corto plazo, se promedian las horas de mantenimiento programado de las unidades, se incluyen mantenimientos de fin de semana, mantenimientos mayores a cuatro días y mantenimientos programados durante los últimos tres años. Adicional a esto, se revalúa estacionalmente, y se emplea para calcular el índice de indisponibilidad de corto plazo [1].

En [11] se presentan las disponibilidades de las plantas. Con base en esto se calcularon los índices de indisponibilidad de corto plazo empleados en este trabajo.

Por otro lado, la indisponibilidad por mantenimientos programados se calcula como:

$$IMP = \frac{HM}{HI + HO} \quad (8)$$

La indisponibilidad por mantenimientos programados es un valor en por unidad para cada unidad generadora que representa su capacidad efectiva atribuida a los mantenimientos programados durante los últimos tres años. Este parámetro se revalúa estacionalmente y se emplea para calcular la indisponibilidad de corto plazo [1].

Finalmente, la indisponibilidad histórica de unidades generadoras se calcula como:

$$IH = \frac{HI + HD}{HI + HO} \quad (9)$$

Donde:

IH Indisponibilidad histórica.

Además:

$$HD = \sum_{i=1}^{HO} \frac{[CE - CDL]}{CE} * H \quad (10)$$

Donde :

CE Capacidad efectiva de la unidad o planta.

CDL Capacidad disponible durante la hora i .

H Constante de conversión de unidades (1 hora)

La indisponibilidad histórica de unidades generadoras es la misma para cada unidad generadora ocasionada por limitaciones de su capacidad efectiva y por desconexiones programadas o no programadas durante los tres (3) últimos años. Se calcula como la diferencia entre la capacidad efectiva de la unidad generadora y la capacidad disponible horaria de la unidad, promediada sobre los tres (3) últimos años. Se evalúa sobre todas las horas de máxima demanda de dicho periodo, para el análisis de potencia y sobre todas las horas para los análisis energéticos. Se expresan en por unidad tomando como base su capacidad efectiva [1].

Dadas las limitaciones de la información se toman los valores consignados en [12] para las indisponibilidades históricas; es decir, un valor de 0.15 para centrales térmicas con tecnologías a base de gas natural, 0.2 para centrales térmicas con tecnología a base de carbón y 0.1 para centrales hidráulicas.

D. Modelo matemático propuesto para el Planeamiento Operativo Energético.

En resumen, la ecuación (3) representa la función objetivo del problema. Las ecuaciones (4) y (5) representan los flujos netos efectivos de los generadores térmicos e hidráulicos, respectivamente. Las ecuaciones (6), (8) y (9) presentan la indisponibilidad de corto plazo, indisponibilidad por mantenimientos programados y la indisponibilidad histórica.

Los elementos anteriores permiten modelar el objetivo del planeamiento.

Con base en esto, se propone un modelo matemático en el cual están involucradas las variables mencionadas anteriormente para el planeamiento operativo energético de largo plazo. Con este proceso, se calculan los costos incrementales para los embalses con periodos de regulación mayores a los mensuales [1]. El modelo propuesto en este trabajo se presenta en las ecuaciones (11) a (14).

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{NGT} \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{NM} \frac{ET_{itk} PC_{itk}}{(1+r)^t} + \sum_{j=1}^{NGH} \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{NM} \frac{EH_{jtk} PP_{tk}}{(1+r)^t} \quad (11)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^{NGT} ET_{itk} + \sum_{j=1}^{NGH} EH_{jtk} = D_{tk} \quad (12)$$

$$0 \leq ET_{itk} \leq \overline{ET}_{itk} (1 - ICP_{itk})(1 - IH_i) \quad (13)$$

$$0 \leq EH_{jtk} \leq \overline{EH}_{jtk} (1 - ICP_{jtk})(1 - IH_j) \quad (14)$$

La ecuación (11) representa la función objetivo del problema. Note que aquí se han incluido directamente las ecuaciones (4) y (5). La ecuación (12) representa el balance de energía mensual. Las ecuaciones (13) y (14) limitan la máxima energía mensual que podrían entregar los generadores térmicos e hidráulicos respectivamente. En estas últimas se han incluido las indisponibilidades de corto plazo y las indisponibilidades históricas como una limitación en la energía máxima mensual que podría entregar una unidad de generación.

E. Construcción del sistema de prueba.

Para la construcción del sistema de prueba propuesto se consideraron 5 de los generadores más grandes del país con mayor aporte de energía, 2 hidráulicos y 3 térmicos: San Carlos, Chivor, Tebsa, Flores4b, y Paipa. Tebsa y Flores4b cuentan con tecnologías a base de gas natural, mientras que Paipa hace uso de carbón. Los generadores restantes son hidráulicos, se determina escoger estos 5 generadores por que tienen la mayor disponibilidad para el suministro de energía eléctrica.

Por otro lado, fue necesaria la recolección de la siguiente información: precio promedio de la energía eléctrica, del gas natural y el carbón; demanda de energía eléctrica, capacidades

instaladas de las unidades de generación, indisponibilidades. La información relacionada con el precio promedio de la energía, gas natural, carbón, así como también la demanda de energía eléctrica del sistema, se emplearon las referencias [13] y [14]. Las potencias máximas instaladas para todas las unidades de generación fueron obtenidas entre los años 2011 y 2015 de [15]. La indisponibilidad de corto plazo para las unidades de generación se tomó de [16]. Así mismo, la información necesaria para establecer la indisponibilidad por mantenimientos programados y la indisponibilidad histórica se tomó de [17]. Los anexos presentan de forma detallada los datos empleados en la construcción del sistema de prueba.

III. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Para evaluar el modelo y el sistema de prueba propuestos en este trabajo, se han planteado tres casos de estudio con una variación en la indisponibilidad histórica y con un cambio de un 5 % en la demanda esto ayuda a establecer como afecta los costos de operación del planeamiento operativo energético de largo plazo: un caso base y dos casos de estudio. Para el caso base, se planteó un sistema de prueba con una demanda total de 400280.4 GWh/año. La indisponibilidad histórica que se empleó según la tecnología de generación, fueron: 0.15 para gas natural, 0,2 para carbón y 0,1 para centrales hidráulicas. A diferencia del caso base, para el primer caso de estudio se modificó la indisponibilidad histórica asumiendo unidades de generación nuevas: para gas natural 0,2 para carbón 0,3 y para hidráulicas 0,15. A diferencia del caso base, en el segundo caso de estudio, se incrementó la demanda en un 5% para un total de 420294.42 GWh/año.

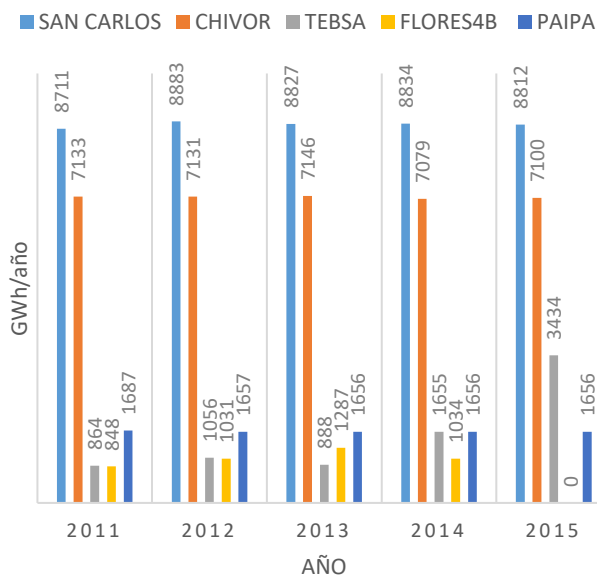


Figura 2. Comparación de la energía entregada por cada unidad.

A. Caso base.

El sistema de prueba muestra que el costo del planeamiento operativo energético de largo plazo es de 648180×10^9 USD.

La figura 2 muestra el aporte de los generadores térmicos y los generadores hidráulicos en cada año. De esta figura se puede observar que las unidades hidráulicas entran con un mayor aporte dado que el recurso primario es más económico, en comparación con la generación a base de gas natural y carbón. La energía que no suministran las unidades hidráulicas es suministrada por las unidades térmicas. A su vez, se puede apreciar en la figura 2 que la unidad de generación térmica a base de carbón cuenta con un costo de operación inferior al de las unidades de generación térmica a base de gas natural. Paipa entra con un mayor aporte, para suministrar la demanda requerida por el sistema.

B. Caso 1. Variación de la Indisponibilidad Histórica de las unidades.

Al aumentar los índices y teniendo unidades nuevas vemos un incremento en el aporte de cada unidad. Al cambiar la indisponibilidad histórica se puede evidenciar un cambio en el costo del planeamiento operativo energético de largo plazo de 671340×10^9 USD. La figura 3 presenta la generación en este caso, y se evidencia una mayor participación de los generadores térmicos, destacándose que el generador Tebsa, con tecnología a gas natural, tiene un mayor aporte respecto a los otros generadores térmicos.

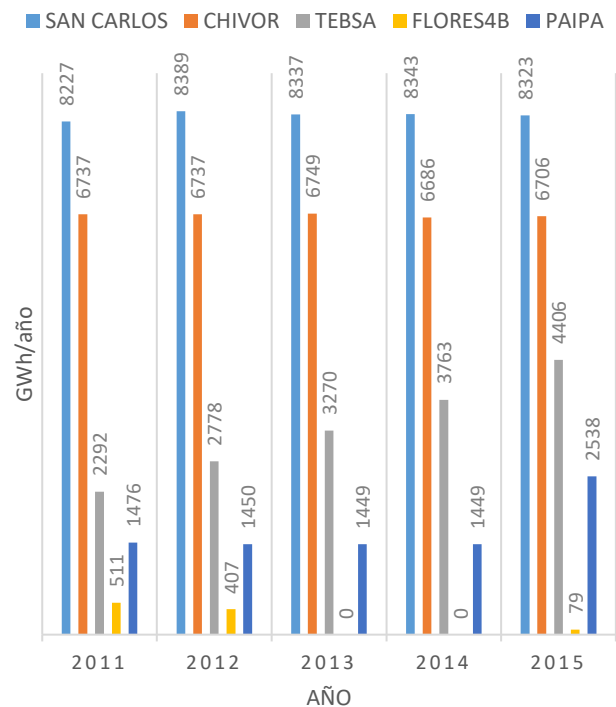


Figura 3. Comparación de la energía entregada por cada unidad cambiando el índice de indisponibilidad histórica.

C. Caso 2. Variación de la demanda

En el caso tres, se analiza el aporte de los generadores al aumentar la demanda a un 5% con un total de 420294.42 GWh/año, conservando la indisponibilidad histórica del caso base. Al aumentar la demanda, el costo del planeamiento operativo energético de largo plazo es de 701410×10^9 USD. La figura 4 presenta la generación en este caso, evidenciando un incremento de la generación térmica, la figura 4 con Tebsa nuevamente presentando un mayor aporte frente a los demás generadores térmicos.

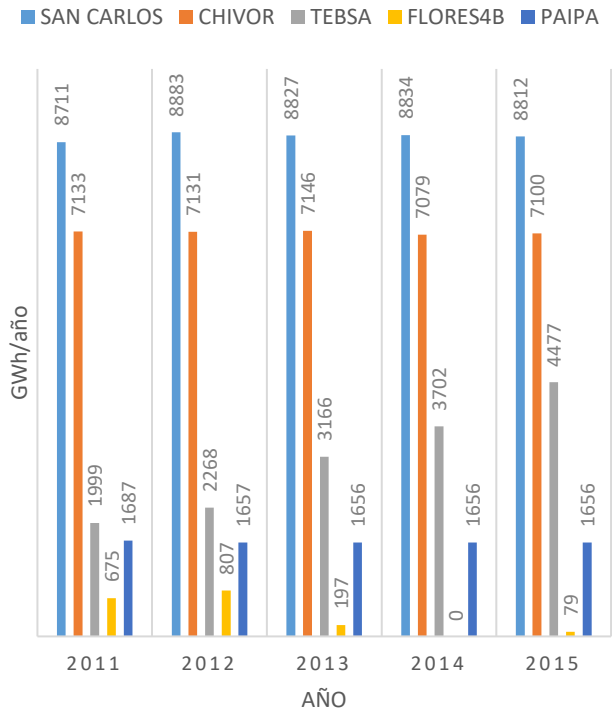


Figura 4. Comparación de la energía entregada por cada unidad aumentando el 5% de la demanda.

IV. CONCLUSIONES

Basado en los datos arrojados del sistema de prueba, se puede analizar que el costo de operación del planeamiento operativo energético de largo plazo resulta más afectado por aumentos de la demanda requerida por el sistema de prueba que por la indisponibilidad histórica.

Con respecto al caso base, se concluye que la metodología empleada en el cálculo de la indisponibilidad histórica afecta la energía que se espera pueda entregar cada unidad de generación.

Los resultados muestran que las decisiones que se toman basadas en la planeación de los recursos dependen en gran medida de la disponibilidad de las unidades de generación y de un pronóstico acertado de la demanda.

Al estimar una buena cantidad de demanda se ve afectado el costo del planeamiento operativo energético de largo plazo teniendo en cuenta los costos de operación del sistema.

Al aumentar el costo del planeamiento operativo energético de largo plazo se incrementan los costos de operación y esto genera un alza en los costos finales para la generación de energía eléctrica

Para las unidades de generación hidráulicas, que son las que suministran gran parte de la demanda de energía eléctrica, para tener un cálculo más cercano de los costos de operación para las unidades de generación hidráulicas tener en cuenta con mayor precisión el costo del recurso primario para la generación de energía eléctrica.

V. REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Minas y Energía, «Comisión de Regulación de Energía y Gas.,» Resolución 025 de 1995, Santa fe de Bogotá, 1995.
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, Ministerio de Minas y Energía, “Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017-2022”, 2016.
- [3] Ley 142 de 1994. [Online]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Leyes-1994-Ley142-1994>
- [4] Ley 143 de 1994. [Online]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Leyes-1994-Ley143-1994>
- [5] Shu Jun, Hong Yunfeng, Zhang Zhifu, Huang Xianchao. A Hybrid Algorithm for Mid-Long Term Hydrothermal Generation Scheduling. 2011 International Conference on Mechatronic Science, Electric Engineering and Computer August 19-22, 2011, Jilin, China.
- [6] Thaís de Fátima Araújo, “Wadaed Uturbey and Letícia Caixeta Nunes” Short-Term Hydrothermal Dispatch and Demand Management with Evolutionary Algorithms, PP.1-6.
- [7] Esteban Gil, Julian Bustos, Hugh Rudnick, Short-Term Hydrothermal Generation Scheduling Model Using a Genetic Algorithm. IEEE transactions on power systems, vol. 18, no. 4, november 2003.
- [8] Valor presente neto. [Online]. Disponible en: <http://www.pymesfuturo.com/vpneto.htm>
- [9] Notas sobre ingeniería Económica. [Online]. Disponible en: <http://ingenieria-economica-ujcv.blogspot.com.co/2012/03/costo-de-capital-o-tasa-minima.html>.
- [10] Costos operativos. [Online]. Disponible en: <https://sites.google.com/site/disenodeproyectosociales/capitulo-xii>
- [11] Niveles mínimos operativos horizonte mayo 01/10 – abril 30/11. [Online]. Disponible en: <http://sv01.xm.com.co/Noticias/MinNov10.pdf>

[12] Ministerio de Minas y Energía, «Comisión de Regulación de Energía y Gas.» Resolución 073 de 2000, Bogotá D.C., 2000.

[13] Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, Ministerio de Minas y Energía, “Proyecciones de precios de los energéticos para generación eléctrica enero 2014 – diciembre 2037”, 2014.

[14] Demanda de electricidad. [Online]. Disponible en:
<http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/3-2-Demanda-de-potencia-nacional.aspx>

[15] Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, Ministerio de Minas y Energía, “Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica enero 2016 – diciembre 2035”, 2016.

[16] Niveles mínimos operativos horizonte mayo 01/11 – abril 30/12. [Online]. Disponible en:
<http://sv01.xm.com.co/Noticias/MinNov11.pdf>

[17] Ministerio de Minas y Energía, «Comisión de Regulación de Energía y Gas.» Resolución 073 de 2000, Bogotá D.C., 2000.

ANEXO A

REQUISITOS PARA EL PLANEAMIENTO OPERATIVO ENERGÉTICO

Requerimientos establecidos por la CREG para el Planeamiento Operativo Energético. En este sistema de prueba, todos los valores que se encuentran a continuación, son valores reales.

Tabla 1. *Energía máxima entregada por cada generador [GWh/mes].*

AÑO	MES	TEBSA	FLORES4B	PAIPA	SAN CARLOS	CHIVOR
	ENERO	569.52	324	235.44	892.8	720
	FEBRERO	569.52	324	235.44	892.8	720
	MARZO	569.52	324	235.44	892.8	720
	ABRIL	569.52	324	235.44	892.8	720
2	MAYO	569.52	324	235.44	892.8	720
0	JUNIO	569.52	324	235.44	892.8	720
1	JULIO	569.52	324	235.44	892.8	720
1	AGOSTO	569.52	324	235.44	892.8	720
	SEPTIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	OCTUBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	NOVIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	DICIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	ENERO	569.52	324	235.44	892.8	720
	FEBRERO	569.52	324	235.44	892.8	720
	MARZO	569.52	324	235.44	892.8	720
	ABRIL	569.52	324	235.44	892.8	720
2	MAYO	569.52	324	235.44	892.8	720
0	JUNIO	569.52	324	235.44	892.8	720
1	JULIO	569.52	324	235.44	892.8	720
2	AGOSTO	569.52	324	235.44	892.8	720
	SEPTIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	OCTUBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	NOVIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	DICIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	ENERO	569.52	324	235.44	892.8	720
	FEBRERO	569.52	324	235.44	892.8	720
	MARZO	569.52	324	235.44	892.8	720
	ABRIL	569.52	324	235.44	892.8	720
2	MAYO	569.52	324	235.44	892.8	720
0	JUNIO	569.52	324	235.44	892.8	720

AÑO	MES	TEBSA	FLORES4B	PAIPA	SAN CARLOS	CHIVOR
1	JULIO	569.52	324	235.44	892.8	720
3	AGOSTO	569.52	324	235.44	892.8	720
	SEPTIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	OCTUBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	NOVIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	DICIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	ENERO	569.52	324	235.44	892.8	720
	FEBRERO	569.52	324	235.44	892.8	720
	MARZO	569.52	324	235.44	892.8	720
	ABRIL	569.52	324	235.44	892.8	720
2	MAYO	569.52	324	235.44	892.8	720
0	JUNIO	569.52	324	235.44	892.8	720
1	JULIO	569.52	324	235.44	892.8	720
4	AGOSTO	569.52	324	235.44	892.8	720
	SEPTIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	OCTUBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	NOVIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	DICIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	ENERO	569.52	324	235.44	892.8	720
	FEBRERO	569.52	324	235.44	892.8	720
	MARZO	569.52	324	235.44	892.8	720
	ABRIL	569.52	324	235.44	892.8	720
2	MAYO	569.52	324	235.44	892.8	720
0	JUNIO	569.52	324	235.44	892.8	720
1	JULIO	569.52	324	235.44	892.8	720
5	AGOSTO	569.52	324	235.44	892.8	720
	SEPTIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	OCTUBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	NOVIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720
	DICIEMBRE	569.52	324	235.44	892.8	720

Tabla 2. Disponibilidad de cada unidad de generación [GWh/mes]

AÑO	MES	TEBSA	FLORES4B	PAIPA	SAN CARLOS	CHIVOR
2011	ENERO	520.056	264.384	173.664	852.192	627.984
	FEBRERO	520.056	264.384	173.664	861.624	644.040
	MARZO	520.056	264.384	173.664	792.360	639.576
	ABRIL	533.376	264.384	173.664	792.360	657.864
	MAYO	533.376	224.136	176.832	792.360	648.072
	JUNIO	533.376	224.136	176.832	792.360	717.480
	JULIO	533.376	259.200	176.832	792.360	717.480
	AGOSTO	533.376	259.200	176.832	792.360	717.480
	SEPTIEMBRE	533.376	259.200	176.832	792.360	717.480
	OCTUBRE	533.376	259.200	176.832	738.000	717.480
	NOVIEMBRE	533.376	259.200	176.832	738.000	717.480
	DICIEMBRE	533.376	259.200	176.832	738.000	717.480
2012	ENERO	533.376	259.200	176.832	738.000	587.304
	FEBRERO	533.376	259.200	176.832	856.512	587.304
	MARZO	533.376	259.200	176.832	856.512	587.304
	ABRIL	533.376	259.200	176.832	856.512	630.792
	MAYO	506.736	275.400	170.424	856.512	630.792
	JUNIO	506.736	275.400	170.424	856.512	630.792
	JULIO	506.736	275.400	170.424	871.632	630.792
	AGOSTO	506.736	275.400	170.424	871.632	630.792
	SEPTIEMBRE	506.736	275.400	170.424	871.632	630.792
	OCTUBRE	506.736	275.400	170.424	815.400	628.056
	NOVIEMBRE	506.736	275.400	170.424	815.400	628.056
	DICIEMBRE	506.736	275.400	170.424	815.400	628.056
2013	ENERO	506.736	275.400	170.424	815.400	628.056
	FEBRERO	506.736	275.400	170.424	815.400	628.056
	MARZO	506.736	275.400	170.424	815.400	628.056
	ABRIL	506.736	275.400	170.424	799.632	628.056
	MAYO	520.056	264.384	173.664	799.632	717.552
	JUNIO	520.056	264.384	173.664	799.632	717.552
	JULIO	520.056	264.384	173.664	799.632	717.552
	AGOSTO	520.056	264.384	173.664	799.632	717.552
	SEPTIEMBRE	520.056	264.384	173.664	799.632	717.552
	OCTUBRE	520.056	264.384	173.664	799.632	717.552
	NOVIEMBRE	519.120	264.384	173.664	818.64	640.224
	DICIEMBRE	519.120	264.384	173.664	818.64	642.312

AÑO	MES	TEBSA	FLORES4B	PAIPA	SAN CARLOS	CHIVOR
2014	ENERO	518.112	267.840	173.664	818.64	630.864
	FEBRERO	518.112	267.840	173.664	818.64	630.864
	MARZO	516.960	267.840	172.872	818.64	630.864
	ABRIL	516.960	268.416	172.872	818.64	630.864
	MAYO	515.808	268.416	172.872	818.64	630.864
	JUNIO	515.808	267.840	172.872	818.64	630.864
	JULIO	514.584	267.840	172.872	815.472	630.864
	AGOSTO	514.584	267.840	172.872	815.472	630.864
	SEPTIEMBRE	513.216	267.840	172.008	815.472	630.864
	OCTUBRE	513.216	267.840	172.008	815.472	717.768
	NOVIEMBRE	513.720	267.840	172.008	815.472	717.768
	DICIEMBRE	513.720	267.840	172.008	815.472	717.768
2015	ENERO	514.152	269.856	172.008	815.472	717.768
	FEBRERO	514.152	269.856	172.008	815.472	717.624
	MARZO	514.728	269.856	172.008	816.120	639.936
	ABRIL	514.728	269.856	172.008	816.120	639.936
	MAYO	515.304	269.856	172.512	816.120	639.936
	JUNIO	515.304	269.856	172.512	816.120	639.936
	JULIO	515.880	269.856	172.512	816.120	639.936
	AGOSTO	515.880	269.856	172.512	816.120	639.936
	SEPTIEMBRE	516.528	269.856	172.512	816.120	639.936
	OCTUBRE	516.528	268.128	172.800	816.120	630.936
	NOVIEMBRE	516.312	268.128	172.800	816.120	639.792
	DICIEMBRE	516.312	268.128	172.800	816.120	639.792

Con las tablas 1 y 2 se calculan los índices de Indisponibilidad de Corto Plazo como:

$$ICP = \frac{\text{Energía máxima por cada generador} - \text{Disponibilidad de cada unidad}}{\text{Energía máxima por cada generador}}$$

Tabla 3. Precio de la energía, precios de los combustibles, demanda de energía.

AÑO	MES	PP [$\frac{MUSD}{GWh/mes}$]	PC Gas natural [$\frac{MUSD}{GWh/mes}$]	PC Carbón [$\frac{MUSD}{GWh/mes}$]	DEMANDA [GWh/mes].
	ENERO	6.4	6.01	5.96	1592.1
	FEBRERO	6.4	6.05	6.00	1615.1
	MARZO	6.4	6.08	6.03	1589.0
	ABRIL	6.4	6.12	6.07	1579.5
2	MAYO	6.4	6.15	6.10	1568.5
0	JUNIO	6.4	6.19	6.14	1583.3
1	JULIO	6.4	6.22	6.17	1588.1
1	AGOSTO	6.4	6.26	6.21	1620.5
	SEPTIEMBRE	6.4	6.30	6.25	1651.7
	OCTUBRE	6.4	6.33	6.28	1577.5
	NOVIEMBRE	6.9	6.37	6.32	1673.1
	DICIEMBRE	6.9	6.40	6.35	1605.1
	ENERO	6.9	6.44	6.39	1585.1
	FEBRERO	6.9	6.47	6.42	1634.6
	MARZO	6.9	6.51	6.46	1627.4
	ABRIL	6.9	6.55	6.50	1613.5
2	MAYO	6.9	6.58	6.53	1647.4
0	JUNIO	6.9	6.62	6.57	1660.7
1	JULIO	6.9	6.65	6.60	1633.3
2	AGOSTO	6.9	6.69	6.64	1649.5
	SEPTIEMBRE	6.9	6.72	6.67	1670.6
	OCTUBRE	6.9	6.76	6.71	1657.1
	NOVIEMBRE	6.9	6.80	6.75	1670.6
	DICIEMBRE	7.3	6.83	6.78	1710.7
	ENERO	7.3	6.87	6.82	1638.5
	FEBRERO	7.3	6.90	6.85	1641.8
	MARZO	7.3	6.94	6.89	1640.9
	ABRIL	7.3	6.97	6.92	1661.2
2	MAYO	7.3	7.01	6.96	1631.7
0	JUNIO	7.3	7.05	7.00	1622.7
1	JULIO	7.3	7.08	7.03	1642.9
3	AGOSTO	7.3	7.12	7.07	1655.6
	SEPTIEMBRE	7.3	7.15	7.10	1669.3
	OCTUBRE	7.3	7.19	7.14	1660.1
	NOVIEMBRE	7.3	7.22	7.17	1651.5
	DICIEMBRE	7.7	7.26	7.21	1688.9

AÑO	MES	PP [$\frac{MUSD}{GWh/mes}$]	PC Gas natural [$\frac{MUSD}{GWh/mes}$]	PC Carbón [$\frac{MUSD}{GWh/mes}$]	DEMANDA [GWh/mes].
2014	ENERO	7.7	7.49	7.44	1659.2
	FEBRERO	7.7	7.25	7.20	1682.5
	MARZO	7.7	7.08	7.03	1652.9
	ABRIL	7.7	7.44	7.39	1687.0
	MAYO	7.7	7.49	7.44	1717.4
	JUNIO	7.7	7.57	7.52	1696.9
	JULIO	7.7	7.54	7.49	1666.3
	AGOSTO	7.7	7.49	7.44	1677.2
	SEPTIEMBRE	7.7	7.49	7.44	1702.4
	OCTUBRE	7.7	7.47	7.42	1719.2
	NOVIEMBRE	7.7	7.47	7.42	1703.9
	DICIEMBRE	7.9	7.47	7.42	1693.3
2015	ENERO	7.9	7.42	7.37	1671.3
	FEBRERO	7.9	7.40	7.35	1708.7
	MARZO	7.9	7.42	7.37	1726.9
	ABRIL	7.9	7.44	7.39	1698.8
	MAYO	7.9	7.40	7.35	1762.4
	JUNIO	7.9	7.42	7.37	1732.1
	JULIO	7.9	7.42	7.37	1720.3
	AGOSTO	7.9	7.44	7.39	1757.0
	SEPTIEMBRE	7.9	7.42	7.37	1815.3
	OCTUBRE	7.9	7.42	7.37	1806.8
	NOVIEMBRE	7.9	7.40	7.35	1786.0
	DICIEMBRE	1.166	7.35	7.30	1817.1