

# PLAN DE COMPRAS DE COMBUSTIBLES EN PLANTAS DE GENERACIÓN TÉRMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

Sonia Peña  
Dirección de Planeamiento

## RESUMEN

Uno de los principales objetivos en las empresas de generación y distribución con generación no escindida, es la producción de energía eléctrica. Para el cumplimiento de dicho objetivo se requiere una alta disponibilidad de las unidades de generación y contar con el recurso primario para la operación, el combustible. El aprovisionamiento oportuno de combustible permite obtener beneficios económicos, por venta de energía eléctrica y por el pago en concepto de Potencia Remunerable Puesta a Disposición; de aquí la necesidad de elaborar un adecuado plan de compras de combustible que permita maximizar beneficios y minimizar costos de abastecimiento del mismo.

Este trabajo presenta una propuesta de modelación matemática para la determinación de un plan de compras de combustible en centrales de generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (SEE), en el cual se considere: un horizonte de tiempo definido en días con definición de demandas diarias de combustible, volúmenes de producción de combustible en refinerías, restricciones de almacenamiento, recurso económico disponible, restricciones de transporte de combustible, tiempos de bombeo de combustible desde Refinería a buques y de buques a tanques de almacenamiento, tiempos de transporte desde refinería hasta las centrales de generación eléctrica.

El modelo matemático propuesto permite obtener resultados que guían al agente generador a realizar compras de combustible con volúmenes requeridos, en días adecuados para el cumplimiento de un programa de generación eléctrica y una política de stock de combustible en tanques de almacenamiento a final de horizonte, minimizando los costos por abastecimiento de combustible y obteniendo un plan semanal de entregas de combustibles para PETROCOMERCIAL.

**PALABRAS CLAVE:** Stock de combustible, costos fijos de transporte, costos variables de transporte, costos de conservación y costos de agotamiento.

## 1. INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica es un proceso que involucra las etapas de planificación y operación. Las dos etapas tienen como objetivo satisfacer la necesidad de los consumidores en condiciones de Continuidad, Seguridad, Calidad de Servicio y Economía.

En la etapa de planificación de la operación de un sistema eléctrico de potencia, se realizan estudios de largo, mediano y corto plazos, en los que se considera variables tales como: pronósticos de caudales, variación de la demanda, plan de mantenimiento preventivo, utilización oportuna del agua disponible en centrales hidroeléctricas con embalses de regulación, disponibilidad de centrales de generación. La consideración de este tipo de variables involucra el uso de herramientas tecnológicas de pronóstico y optimización que permiten obtener como resultados: la distribución de potencia y energía entre las máquinas que se encuentren disponibles, los requerimientos de combustible, precios de energía, evolución de embalses en centrales hidroeléctricas etc.

El presente trabajo utiliza los resultados de una planificación de corto plazo, para establecer un plan de compras de combustible en centrales de generación térmica que permite optimizar su adquisición considerando tiempos de logística, restricciones físicas de almacenamiento y producción. El problema matemático planteado requiere para su solución el uso de Programación Lineal Entera - Mixta.

Los decretos ejecutivos para el sector eléctrico ecuatoriano, existentes desde el año 2005, establecen adquisiciones de combustibles a crédito en centrales de generación termoeléctrica, este antecedente ha conducido a que se adopten mecanismos de compra (plantas de generación) – venta (PETROCOMERCIAL) que no consideran tiempos de cola de espera para despacho de combustible, calidad de combustible, problemas logísticos de transporte etc., lo que ha conducido a que se tenga un aprovisionamiento no oportuno. Este trabajo permite identificar las necesidades tanto del cliente como del proveedor, considerando los factores mencionados y aporta una

forma de organización y control en la compra - venta de combustibles para el sector eléctrico ecuatoriano.

### 1.1. Caracterización del Problema

En la información de entrada al problema de optimización que se propone se diferencian datos constantes en el tiempo, datos variables en el tiempo y condiciones iniciales para la modelación matemática.

Los datos que se mantienen constantes son:

1. Capacidad máxima de almacenamiento en tanques principales.
2. Capacidad máxima y mínima de transporte de combustible.
3. Stock mínimo.
4. Costo directo de combustible.
5. Costo variable de transporte de combustible.
6. Costo fijo de transporte de combustible.
7. Potencia máxima, potencia mínima y rendimiento equivalente de centrales térmicas.
8. Tiempos involucrados en el traslado de combustible.

El dato variable con el tiempo es:

9. Demanda de energía eléctrica.

Las condiciones iniciales para la modelación matemática son:

10. Stock inicial de combustible.
11. Producción de combustible para el horizonte del problema.
12. Precio de energía esperado para el horizonte del problema.

Las empresas, centrales y unidades disponibles consideradas en el estudio son:

TABLA 1: Unidades de Generación Térmica del SEE Consideradas en el Análisis

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD (ES)	COMBUSTIBLE OPERACION
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS	TV2-TV3	BUNKER
	TRINITARIA	TV1	
CATEG	V.A. SANTOS	T.V.	RESIDUO
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	T.V.	
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO	1,2,3,4,5,6,7	
E.E. QUITO	G. HERNÁNDEZ	1,2,3,4,5,6	
ELECAUSTRO	DESCANSO	2,3,4	
TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS	1,2,3,4	
GENEROCA	GENEROCA	1,2,3,4,5,6,7,8	
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL	1,2,3,4	
INTERVISATRADE	VICTORIA II	T.G.	
ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA	T.G.	
CATEG	C. A. TINAJERO	2	DIESEL
	G. A. SANTOS	1,2,3,5,6	
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA	1,2,3	
E.E.REGIONAL SUR	C. CATAMAYO	2,4,5,6,7,8,9,10	

Cabe resaltar que para facilidad en el manejo de datos se considera una unidad equivalente en cada central igual a la suma de potencia de las unidades que pertenecen a la central.

A continuación se hace una breve descripción de los parámetros considerados en el modelo:

### Capacidad Máxima de Almacenamiento en Tanques Principales

Corresponde a la capacidad máxima existente en tanques principales de centrales de generación térmica.

TABLA 2: Capacidad de Almacenamiento (Galones)

EMPRESA	CENTRAL	CAPACIDAD UTIL TANQUES ALMACENAMIENTO (Galones)	AUTONOMÍA (No. días)
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2-TV3	3 528 229	14
ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	2 231 865	11
CATEG - G	V.A. SANTOS	2 345 500	38
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	2 048 107	10
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1-2-3-4-5-6-7	700 000	15
E. E. QUITO	G. HERNÁNDEZ 1-2-3-4-5-6	719 292	16
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2-3-4	141 306	8
TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS	3 679 619	18
GENEROCA	GENEROCA 1,2,3,4,5,6,7,8	334 860	6
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1-2-3-4	2 300 000	7
INTERVISATRADE	VICTORIA II	1 924 820	9
ELECTROGUAYAS	DR. E. GARCÍA	860 000	4
CATEG - G	A. TINAJERO U2	1 432 887	19
CATEG - G	G. A. SANTOS 1-2-3-5-6	1 393 000	8
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 1-2-3	960 000	8
E.E.REGIONAL SUR	CATAMAYO 2,4,6,7,8,10	170 000	5

### Capacidad Máxima y Mínima de Transporte de Combustible

El medio de transporte depende de la ubicación de la planta de generación y de los contratos de transporte que posean los generadores, a continuación se presenta un resumen del transporte utilizado.

TABLA 3: Capacidad de Transporte de Combustible para Centrales de Generación

	TIPO DE TRANSPORTE	CAPACIDAD MÁXIMA	CAPACIDAD MÍNIMA
G. ZEVALLOS	BUQUE	1 000 000	800 000
TRINITARIA	BUQUE	1 000 000	800 000
V. A. SANTOS	BUQUE	1 000 000	200 000
ESMERALDAS	POLIDUCTO	1 000 000	500 000
GUANGOPOLO	AUTOTANQUE	80 000	20 000
G. HERNÁNDEZ	AUTOTANQUE	100 000	10 000
DESCANSO	AUTOTANQUE	50 000	10 000
TERMOGUAYAS	BUQUE	1 800 000	1 000 000
GENEROCA	AUTOTANQUE	80 000	20 000
ELECTROQUIL	AUTOTANQUE	400 000	200 000
VICTORIA II	BUQUE	800 000	400 000
ENRIQUE GARCIA	POLIDUCTO	500 000	200 000
C. A. TINAJERO	AUTOTANQUE	300 000	100 000
G. A. SANTOS	AUTOTANQUE	300 000	100 000
STA. ROSA	AUTOTANQUE	80 000	50 000
C. CATAMAYO	AUTOTANQUE	100 000	

En el caso de centrales que trasladen combustible en buque, se considera el traslado de un tipo de combustible y para una única planta. En el caso de centrales que trasladen el combustible en auto tanque, se considera una capacidad máxima y mínima de un número determinado de auto tanques con una capacidad individual de 10 000 galones, tal como se muestra en la Tabla 3.

### Stock Mínimo

Es el nivel mínimo de volumen de combustible que puede alcanzarse en tanques de almacenamiento, durante el período de análisis. Se considera una existencia de stock mínimo en galones equivalente al consumo de 1 día de operación para cada planta térmica.

El consumo en galones para un día de operación considerando la disponibilidad de las unidades a máxima potencia de generación eléctrica en cada central se muestra a continuación:

TABLA 4: Stock Mínimo de Combustible para Centrales de Generación

CENTRAL/UNIDAD	CONSUMO DIARIO (GALONES)
G. ZEVALLOS	259 251
TRINITARIA	183 262
V. A. SANTOS	62 708
ESMERALDAS	201 521
GUANGOPOLO	46 248
G. HERNÁNDEZ	46 093
DESCANSO	23 596
TERMOGUAYAS	207 965
GENEROCA	56 265
ELECTROQUIL	307 048
VICTORIA II	236 293
ENRIQUE GARCIA	202 460
C. A. TINAJERO	75 608
G. A. SANTOS	172 103
STA. ROSA	119 788
C. CATAMAYO	34 621

### Costo Directo de Combustible

El Ministerio de Minas y Petróleos, establece los precios de los combustibles que rigen para el año en curso en el sector eléctrico. Los precios que se escogieron para el estudio corresponden al mes de mayo de 2007. (Ver Tabla 5).

TABLA 5: Precios de Combustible

TIPO DE COMBUSTIBLE	PRECIO US\$/galón
RESIDUO ESMERALDAS	0,39952
RESIDUO SHUSHUFINDI GUANGOPOLO	0,39952
RESIDUO SHUSHUFINDI G. HERNÁNDEZ	0,39952
RESIDUO EL DESCANSO	0,36947
RESIDUO TERMOGUAYAS	0,39173
RESIDUO GENEROCA	0,39173
BUNKER	0,70829
DIESEL	0,91872

### Costo Variable de Transporte de Combustible

Es el costo que se paga por transportar combustible, depende del tipo de combustible, de la ruta de viaje y del tipo de transporte utilizado.

### Costo Fijo de Transporte de Combustible

Los costos fijos de transporte para la modelación son considerados con valor nulo debido a que no existen contratos de transporte que incluyan cargos fijos.

### Potencia Máxima, Potencia Mínima y Rendimiento Equivalente de Centrales Térmicas

TABLA 6: Potencia Máxima, Mínima y Rendimiento de las Centrales - Unidades de Generación del SEE

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD (ES)	RENDIMIENTO EQUIVALENTE (KWH/galón)	POTENCIA MÁXIMA EQUIVALENTE (MW)	POTENCIA MÍNIMA EQUIVALENTE (MW)
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS	TV2-TV3	13,08	146	36
	TRINITARIA	TV1	16,4	133	50
CATEG	V. A. SANTOS	T.V.	12,63	33	15
TERMOSMERALDAS	ESMERALDAS	T.V.	15,78	131	65
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO	1,2,3,4,5,6,7	17,03	33	30
E.E. QUITO	G. HERNÁNDEZ	1,2,3,4,5,6	16,41	31	30
ELECAUSTRO	DESCANSO	2,3,4	17,1	17	14
TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS	1,2,3,4	17,1	150	12
GENEROCA	GENEROCA	1,2,3,4,5,6,7,8	15	35,4	28
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL	1,2,3,4	13,91	181	23
INTERVISATRADE	VICTORIA II	T.G.	11,54	102	55
ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA	T.G.	11,5	96	50
CATEG	C. A. TINAJERO	2	11,11	35	15
	G. A. SANTOS	1,2,3,5,6	9,88	90	10
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA	1,2,3	10	51	15
E.E. REGIONAL SUR	C. CATAMAYO	2,4,5,6,7,8,9,10	13,67	15	2

### Tiempos Involucrados

Al ser la energía eléctrica un bien no almacenable, requiere que las plantas de generación se encuentren listas para entrar a operar, lo que implica que debe asegurarse la disponibilidad de combustible en volúmenes adecuados y que su aprovisionamiento considere tiempos operativos implícitos en la logística de transporte del mismo.

Los tiempos involucrados en la logística de transporte de combustible son: tiempo de facturación - embarque del combustible, tiempo de viaje ó navegación del transporte utilizado, tiempo de desembarque y tiempo de centrifugación del combustible. Para el presente estudio se considera un tiempo muerto promedio de 3 días en todas las centrales de operación.

### Datos de Demanda de Energía Eléctrica

Para el desarrollo del problema se ha considerado la demanda de energía eléctrica en MWh por día, obtenida de la programación semanal. Dicha programación presenta la planificación de la operación de unidades de generación considerando variaciones de demanda en días (laborables, fines de semana



y feriados etc.), mantenimientos programados y condiciones hidrológicas existentes, este documento es publicado por la Dirección de Planeamiento del CENACE para un período que inicia el día jueves y finaliza el día miércoles de la siguiente semana.

### **Stock Inicial**

El stock inicial incluye el valor de stock a las 24:00 del primer día, es por esta causa que la energía demandada para el día de inicio en la modelación matemática no es considerada.

### **Producción de Combustible**

La producción de combustible considera los requerimientos solicitados por parte del CENACE a PETROCOMERCIAL para cada central de generación en el mes citado.

### **Precio de Energía Esperado**

El precio de energía esperado, es un dato que se lo obtiene del Plan Anual de Operación y que refleja el precio de la energía mes a mes en un año de estudio. El estudio considera diferentes escenarios hidrológicos, mantenimientos programados, crecimiento de la demanda, condiciones de operación por limitaciones en elementos de transmisión, etc.

El precio de energía esperado permite estimar el costo de no producción de energía como parte del costo de agotamiento que se explica en la sección 3.2.

## **1.2. Conceptos Económicos**

A continuación se describen los conceptos económicos utilizados por la teoría de inventarios sobre los cuales se enfoca la modelación matemática del problema. Es necesario resaltar que dichos conceptos se utilizan para la determinación de políticas de stock final.

Contar con un stock de combustible seguro en plantas de generación, implica una optimización en el manejo de un plan de compras y la valoración de un costo de adquisición y conservación de combustible, de tal forma que se obtengan costos mínimos y ganancias máximas en la producción de energía eléctrica.

El costo de adquisición está compuesto por el costo directo de combustible y el costo variable de transporte. El primer costo varía en función del tipo de combustible (bunker, residuo, diesel o nafta), mientras que el segundo costo varía dependiendo del tipo de transporte utilizado para su traslado desde las refinerías ó terminales hasta los centros de consumo

(plantas termoeléctricas), los medios de transporte utilizados son barcos, auto tanques y poliductos.

El costo de conservación se define como el costo de adquisición de un volumen específico de combustible que permita garantizar la operación equivalente de un número establecido de días. El costo de conservación para el presente estudio, se lo puede identificar en dos condiciones, la primera está relacionada con el stock mínimo permitido para los días contemplados en el horizonte de estudio sin contar el día inicial y final, el mismo que es un volumen equivalente a un día de operación en cada central. La segunda condición se vincula con el stock permitido en el día final y se ha propuesto que sea un volumen equivalente al consumo de combustible en el tiempo de reabastecimiento.

Por lo tanto, el costo de conservación total es la suma de los costos en las condiciones mencionadas. Este costo debe ser una política escogida por cada empresa generadora, en atención a su disponibilidad económica, sin embargo para el estudio se ha considerado la conveniencia del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

El costo de agotamiento es el costo de no producción de energía eléctrica y se establece como la utilidad que la empresa generadora deja de percibir por la falta de producción de energía eléctrica, más un costo de penalización que recibe el agente generador de la planta termoeléctrica al no recibir el pago por Potencia Remunerable.

El pago por Potencia Remunerable, es un ingreso económico que reciben los agentes generadores por conservar sus unidades de generación disponibles y listas para entrar en operación.

## **1.3. Principios Considerados en la Modelación Matemática**

Existen detalles relacionados al transporte de combustible y las características operativas de las unidades de generación de una central que son mencionadas a continuación:

- Para reflejar las ventajas de conservar en inventario un producto de naturaleza específica, se debe verificar que el costo de conservación sea menor, al costo de agotamiento.
- El stock para el día inicial es un dato real (condición inicial), que se obtiene de la medición de niveles de combustible en tanques de almacenamiento para cada planta térmica. Este dato sirve como punto de partida para la evolución de stock de combustible en el horizonte de tiempo establecido.

- Cada empresa generadora puede poseer más de una planta de generación y cada planta de generación puede tener más de una unidad generadora.
- La demanda de energía eléctrica es determinada de forma determinística, es decir que se consideran pronósticos específicos del comportamiento de la demanda.
- Se considera la producción de combustible de PETROINDUSTRIAL para cada central térmica específicamente para bunker y diesel.
- Las unidades de transporte trasladan un mismo tipo de combustible para cada planta de generación.
- No se considera que un mismo transporte traslade combustible para dos centrales.
- De la experiencia operativa se tiene que el costo fijo de transporte es cero.

- $s(j,i,l)$ : Variable de holgura de cantidad de combustible  $j$  que recibe la planta de generación  $i$ , simula cantidad de recepción de combustible en período inicial.
- $a(j,i,l)$ : Variable binaria que representa un indicador de compra de combustible  $j$  de la planta  $i$ , para el día  $l$ .
- $a(j,i,l) = 1$  existe compra.
- $a(j,i,l) = 0$  no existe compra.
- $pre(j,i,l)$ : Presupuesto económico disponible al final del día para compra de combustible  $j$ , en la central  $i$ , el día  $l$ .

### Datos de Ingreso

- $E(j,i,l)$ : Demanda de energía eléctrica en MWh para la planta  $i$  en el período  $l$ .
- $R(i)$ : Rendimiento equivalente de la planta térmica  $i$  (kW-h/galón).
- $P(j,i)$ : Producción total de combustible  $j$  en galones para generación eléctrica en la planta  $i$  en el horizonte de análisis.

## 2. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La modelación permite determinar un plan de compras de combustible en un período de análisis, en base a la minimización de costos de adquisición de combustible, para la producción de energía eléctrica, considerando las restricciones de tiempos muertos utilizados desde la facturación hasta el momento que el combustible está listo para ser utilizado y las restricciones de producción de combustible, capacidad de transporte y capacidad de almacenamiento en las plantas térmicas.

- $tt(i)$ : Tiempo de bombeo de combustible en horas, desde refinería a transporte buque o auto tanque.
- $tv(i)$ : Tiempo de viaje ó navegación en horas de transporte de combustible, desde la refinería hasta la planta de generación eléctrica.
- $tb(i)$ : Tiempo de bombeo de combustible en horas desde buque o auto tanque hasta tanques de almacenamiento de la planta de generación eléctrica.

### Variables del Problema

Horizonte de análisis: "W" días de análisis, es un valor que puede variar entre 7 y 60 días.

- $tc(i)$ : Tiempo de centrifugación de combustible en horas previo a su declaración de disponibilidad.

### Índices Utilizados

- $i$ : Índice para plantas termoeléctricas.
- $j$ : Índice de tipo de combustible.
- $l$ : Índice de período de tiempo de análisis.

- $tm(j,i)$ : Tiempo de reabastecimiento de combustible en días, equivale a la suma de los tiempos definido, anteriormente.

### Variables de Decisión

- $xj,i,l$ : Cantidad de combustible  $j$  en galones que compra la planta  $i$  en el período  $l$ .

- $b(j,i)$ : Capacidad máxima en millones de galones de transporte de combustible  $j$  para la planta  $i$ .

### Variables de Estado

- $yj,i,l$ : Cantidad de combustible  $j$  en galones almacenado en planta  $i$  en el período  $l$ .

- $v(j,i)$ : Capacidad mínima en millones de galones de transporte de combustible para la planta  $i$ .

- $C(j,i)$ : Capacidad de almacenamiento útil de tanques de combustible en millones de galones para la planta  $i$ .

- $M(j,i)$ : Stock de mínimo de combustible  $j$  en galones que puede alcanzar la planta  $i$ .

- H(i): Días de disponibilidad de la planta i para valoración de recurso económico inicial.
- CO(j,i): Costo directo de combustible j para la planta i en US\$/galón.
- K(j,i): Costo variable de transporte de combustible j para la planta i en US\$/galón.
- CFT(j,i): Costo fijo de transporte de combustible j para la planta i en US\$/galón.
- Ma(i): Potencia máxima en MW de la planta (i).
- Mi(i): Potencia mínima en MW de la planta (i).
- St(j,i): Stock inicial de combustible en galones de la planta (i).
- U: Escalar utilizado para penalizar a la variable s(j,i,l).
- Pe: Escalar que representa el precio medio de la energía esperado para el período de estudio.
- W: Período final de índice l, define el límite de días del horizonte de estudio.

- Ri(i): Galones consumidos en un tiempo mayor al tiempo de reabastecimiento de combustible en la planta de generación i.

$$Ri_{(i)} = M_{(j,i)} * (tm_{(j,i)} + H_{(i)})$$

- tm(j,i): Tiempo de reabastecimiento de combustible en días.

- H(i): Valor aleatorio desde 0 hasta infinito.

### Función Objetivo

$$Min \left[ \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{l \in L} ((CO_{(j,i)} + K_{(j,i)}) * (x_{(j,i,l)} + s_{(j,i,l)})) + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{l \in L} CFT_{(j,i)} * a_{(j,i,l)} + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{l \in L} U * s_{(j,i,l)} \right]$$

Se busca minimizar el costo de adquisición de combustible que viene dado por el costo directo (CO(j,i)) más el costo variable de transporte (K(j,i)) por la cantidad de combustible adquirido (compras planificadas x(j,i,l) cuando l > 1 y variable de holgura s(j,i,l) cuando l = 0), más el costo fijo de transporte (CFT(j,i)) por el indicador de compra, más un costo de penalización U por la variable de holgura s(j,i,l).

### Cálculos Realizados

- D(j,i,l): Demanda de combustible (j) en galones de la planta (i) al final del día l. Se obtiene de la división de la demanda de energía en kWh para el rendimiento equivalente de la central (kWh/galón).

$$D_{(j,i,l)} = \frac{E_{(j,i,l)} * 1000}{R_{(i)}}$$

- Ds(j,i): Disponibilidad en días para el stock inicial de combustible. Se obtiene de la división del stock inicial (galones) para el consumo de combustible en un día (galones/día).

$$Ds_{(j,i)} = \frac{St_{(j,i)}}{M_{(j,i)}}$$

- M(j,i): Consumo de combustible j para un día de operación en la planta de generación i.

- St(j,i): Stock inicial de combustible en galones de la planta (i).

- pre(j,i,"0"): Presupuesto inicial. Se obtiene como el producto de galones consumidos y costo de adquisición de combustible.

$$pre_{(j,i,"0")} = Ri_{(i)} * (CO_{(j,i)} + K_{(j,i)})$$

### Restricciones

$$y_{(j,i,l)} = y_{(j,i,l-1)} + x_{j,i,(l-tm(j,i))} - d_{(j,i,l)} + s_{(j,i,l-1)} \quad \forall j \in J, \forall i \in I, \forall l \in L$$

Representa el volumen de combustible j para la planta i al final del día l, esta restricción caracteriza un modelo multiperódico, donde las entradas  $y_{(j,i,(l-1))}$ ,  $x_{j,i,(l-tm(j,i))}$ ,  $s_{(j,i,(l-1))}$ ,  $d_{(j,i,l)}$  se suman algebraicamente para obtener el stock en el día l.

El término de la izquierda de la igualdad representa el volumen o stock útil  $y_{(j,i,l)}$  de combustible j en la planta i al final del día l, en la derecha se tiene el volumen del día anterior  $y_{(j,i,l-1)}$  más los aportes por aprovisionamiento de la compra efectuada  $x_{(j,i,l-tm(j,i))}$  menos el consumo  $d_{(j,i,l)}$  de combustible j en la planta i para el día l, más la recepción  $s_{(j,i,l)}$  de combustible j, en la planta i para el día inicial.

$$y_{(j,i,l)} \leq c_{(j,i)} \quad \forall j \in J, \forall i \in I, \forall l \in L$$

La restricción 2 condiciona a que el volumen  $y_{(j,i,l)}$  de combustible j, en la planta i al final del día sea menor a la capacidad de almacenamiento útil  $c_{(j,i)}$ .

$$x_{(j,i,l)} \leq a_{(j,i,l)} * b_{(j,i)} \quad \forall j \in J, \forall i \in I, \forall l \in L$$

$$x_{(j,i,l)} \geq a_{(j,i,l)} * v_{(j,i)} \quad \forall j \in J, \forall i \in I, \forall l \in L \quad (4)$$

Las restricciones 3 y 4 condicionan el volumen transportado  $x_{(j,i,l)}$  de combustible j, hacia la planta i, para el día l, considerando la capacidad máxima y mínima del buque o auto tanque, respectivamente.

$$\sum_{l \in L} x_{(j,i,l)} \leq P_{(j,i)} \quad \forall j \in J, \forall i \in I, \forall l \in L \quad (5)$$

La restricción 5 establece que la suma de volumen de combustible comprado  $x_{(j,i,l)}$  por día, para el período de análisis, sea menor a la producción establecida por PETROCOMERCIAL  $P_{(j,i)}$  para cada combustible j en cada planta de generación i.

$$y_{(j,i,l)} \geq M_{(j,i)} \quad \forall l \geq 1, \quad \forall j \in J, \forall i \in I, \forall l \in L \quad (6)$$

La restricción 6 determina que el volumen  $y_{(j,i,l)}$  sea mayor al stock de seguridad establecido para el combustible j en la planta i.

$$y_{(j,i,l)} \geq M_{(j,i)} * tm_{(j,i)} \quad \text{sí } l = w, \quad \sum_{l \in L} D_{(j,i,l)} \geq 0 \quad (7)$$

La restricción 7 determina el volumen  $y_{(j,i,l)}$  en el tanque de almacenamiento al final del período de estudio w sea mayor a un volumen de consumo equivalente al tiempo de reabastecimiento  $tm_{(j,i)}$ ; siempre que la suma de la demanda diaria de combustible en el período de estudio sea mayor a cero.

$$pre_{(j,i,l)} = pre_{(j,i,l-1)} - (x_{(j,i,l)} * (CO_{(j,i)} + K_{(j,i)})) + E_{(j,i,l)} * Pe \quad \forall l \geq 1, \quad \forall j \in J, \forall i \in I, \forall l \in L \quad (8)$$

La restricción 8 determina el presupuesto  $pre_{(j,i,l)}$  disponible para compra de combustible j, en la planta i, al final del día l. En el término de la izquierda de la igualdad representa el presupuesto  $pre_{(j,i,l)}$  de combustible j en la planta i al final del día l, en la derecha se tiene el presupuesto de día anterior  $pre_{(j,i,l-1)}$  menos el gasto por aprovisionamiento de la compra efectuada  $x_{(j,i,l)}$  por el costo de adquisición de combustible  $(CO_{(j,i)} + K_{(j,i)})$ , más el ingreso por venta de energía  $E_{(j,i,l)}$  a un precio promedio estimado para el período de estudio  $Pe$ .

$$s_{(j,i,l)} = 0 \quad \forall l \geq 1 \quad Ds(j,i) \geq (tm(j,i) + 1), \quad \forall j \in J, \forall i \in I, \forall l \in L \quad (9)$$

La restricción 9 determina que el valor de la variable de holgura "s" sea  $s = 0$  para períodos  $l > 1$  y  $s < 0$  para el período  $l = 0$ , éste valor simula la cantidad de recepción de combustible en el día de inicio, cuando el stock inicial (Ds) posee un valor menor al tiempo de reabastecimiento  $tm_{(j,i)}$ .

$$s_{(j,i,0)} \leq b_{(j,i)} \quad Ds(j,i) \leq (tm(j,i) + 1), \quad \forall j \in J, \forall i \in I, \forall l \in L \quad (10)$$

La restricción 10 limita a la variable de holgura "s" para que no supere un volumen equivalente a la capacidad máxima de transporte, siempre que la disponibilidad de combustible inicial sea menor al tiempo de reabastecimiento  $tm_{(j,i)}$ .

### 3. DESCRIPCIÓN DE CASOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### CASO 1

TABLA 7: Demanda Planificada en MWh por Planta de Generación, Período 01 al 15 de mayo "Alta Hidrología"

CENTRAL	DEMANDA ENERGÍA MWH														
	16	25	36	46	56	66	76	86	96	106	116	126	136	146	156
G. ZEVALLOS	-	1721	1556	1532	1113	1045	1551	1543	1559	1387	1374	513	520	870	886
TRINITARIA	-	2196	1471	1471	1448	1448	1462	1517	1513	1648	1648	1738	1419	1673	2312
V. A. SANTOS	-	414	396	396	396	391	396	396	396	396	396	396	396	396	399
ESMERALDAS	-	2770	3180	3180	3180	3180	3180	3180	3180	2657	2657	2650	1891	2373	2640
GUANGOPOLO	-	197	368	368	368	368	368	368	368	143	158	148	68	130	157
G. HERNÁNDEZ	-	290	359	359	316	62	371	349	390	177	213	203	62	192	286
DESCANSO	-	146	206	206	206	206	206	206	206	0	0	0	0	0	0
TERMOGUAYAS	-	1024	1520	1520	1520	1520	1520	1520	1520	1130	1200	1238	360	1126	1191
GENEROCA	-	393	397	397	397	290	397	397	397	397	394	313	389	397	495
ELECTROQUIL	-	395	341	341	100	0	434	341	340	173	140	0	0	327	338
VICTORIA II	-	330	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENRIQUE GARCÍA	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C. A. TINAJERO	-	213	199	199	0	0	189	199	199	199	199	199	199	199	199
G. A. SANTOS	-	18	23	0	10	0	0	21	31	0	0	0	0	0	31
STA. ROSA	-	99	99	99	0	0	99	99	99	99	99	99	99	99	99
C. CATAMAYO	-	0	9	3	0	0	3	0	5	0	0	0	0	3	5

TABLA 8: Stock Inicial 01 de Mayo y Producción de Combustible en Plantas de Generación Período 01 al 15 de Mayo "Alta Hidrología"

CENTRAL/UNIDAD	STOCK INICIAL (GALONES)	PRODUCCIÓN (GALONES)
G. ZEVALLOS	3 109 111	6 400 000
TRINITARIA	1 665 425	6 000 000
V. A. SANTOS	406 788	1 200 000
ESMERALDAS	1 415 294	6 100 000
GUANGOPOLO	515 271	1 000 000
G. HERNÁNDEZ	381 366	800 000
DESCANSO	42 398	550 000
TERMOGUAYAS	3 323 924	5 500 000
GENEROCA	97 989	1 600 000
ELECTROQUIL	1 773 488	3 000 000
VICTORIA II	1 252 096	3 000 000
ENRIQUE GARCÍA	369 653	1 000 000
C. A. TINAJERO	994 172	1 000 000
G. A. SANTOS	1 540 169	250 000
STA. ROSA	575 000	500 000
C. CATAMAYO	157 217	100 000

#### CASO 2

TABLA 9: Demanda Planificada en MWh por Planta de Generación Período 17 al 31 de Enero "Baja Hidrología"

CENTRAL	DEMANDA ENERGÍA MWH														
	171	181	191	201	211	221	231	241	251	261	271	281	291	301	311
G. ZEVALLOS	-	3429	3421	3445	3424	3420	3469	3425	3465	3468	3468	3410	3323	3418	3397
TRINITARIA	-	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	0	0	0	0	3192	3192	3192
V. A. SANTOS	-	780	780	780	783	780	780	780	792	792	792	796	796	796	791
ESMERALDAS	-	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120
GUANGOPOLO	-	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634	634
G. HERNÁNDEZ	-	624	624	624	624	624	624	624	624	624	624	624	624	624	624
DESCANSO	-	310	310	310	310	310	310	310	271	310	310	310	227	206	206
TERMOGUAYAS	-	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120	3120
GENEROCA	-	788	802	802	802	802	802	802	802	802	802	802	802	802	802
ELECTROQUIL	-	3432	3477	3423	2881	3343	3466	3295	3326	3326	4197	3752	3176	3533	3442
VICTORIA II	-	2025	2031	1963	0	1279	2425	2025	1461	2140	1320	0	886	1984	1320
ENRIQUE GARCÍA	-	1890	1947	1927	1200	1936	1933	1891	0	0	0	0	0	0	0
C. A. TINAJERO	-	664	663	672	0	575	662	663	442	0	0	0	0	0	0
G. A. SANTOS	-	952	990	792	0	987	988	955	0	0	0	0	0	0	0
STA. ROSA	-	64	64	0	0	64	64	64	45	45	0	0	45	45	45
C. CATAMAYO	-	159	167	152	59	175	171	161	95	0	0	70	0	0	0



TABLA 10: Stock Inicial 17 de Enero y Producción de Combustible en Plantas de Generación Período 17 al 31 de Enero "Baja Hidrología"

CENTRAL/UNIDAD	STOCK INICIA (GALONES)	PRODUCCIÓN (GALONES)
G. ZEVALLOS	1 842 998	4 150 000
TRINITARIA	1 443 256	3 000 000
V. A. SANTOS	1 263 955	975 000
ESMERALDAS	761 406	3 025 000
GUANGOPOLO	389 405	550 000
G. HERNÁNDEZ	156 082	565 000
DESCANSO	93 211	325 000
TERMOGUAYAS	777 810	3 125 000
GENEROCA	242 696	800 000
ELECTROQUIL	1 187 561	3 500 000
VICTORIA II	358 912	1 500 000
ENRIQUE GARCÍA	631 423	2 250 000
C. A. TINAJERO	480 665	1 250 000
G. A. SANTOS	667 227	500 000
STA. ROSA	830 000	600 000
C. CATAMAYO	139 553	150 000

### 3.1. Análisis de Costos

#### CASO 1

El costo de conservación evaluado para los días establecidos se muestra a continuación.

TABLA 11: Costo de Conservación - Hidrología Alta

Central	Stock mínimo (galones)	Días	Stock total (galones)	Costo de Combustible US\$/galón	Costo variable US\$/galón	Costo Conservación US\$
G. Zevallos	259 251	4	1 037 004	0,7083	0,0494	785 725
Trinitaria	183 282	4	733 048	0,7083	0,0494	555 422
V. Anibal Santos	62 708	4	250 832	0,7083	0,0494	190 052
Esmeraldas	201 521	4	806 084	0,3995	0,0000	322 047
Guangopolo	46 248	4	184 992	0,3995	0,1612	103 721
Gualberto Hernández	46 093	4	184 372	0,3995	0,1612	103 374
Descanso	23 596	4	94 384	0,3995	0,3043	63 596
Termoguayas	207 965	4	831 860	0,3917	0,0494	368 957
Generoca	58 265	4	225 060	0,3917	0,0362	98 308
Electroquil	307 048	4	1 228 192	0,9187	0,0329	1 168 773
Victoria	236 293	4	945 172	0,9187	0,0540	919 386
Enrique García	202 460	4	809 840	0,9187	0,0000	744 015
A. Tinajero	75 608	4	302 432	0,9187	0,0329	287 801
G. A. Santos	172 103	4	688 412	0,9187	0,0329	655 107
Sta. Rosa	119 788	4	479 152	0,9187	0,0676	472 607
Catamayo	34 621	4	138 484	0,9187	0,1359	146 052

El número de días considerado en el cálculo de costo de conservación corresponde a la suma de tiempo de reabastecimiento (3) y el tiempo que los tanques de almacenamiento conservarían un stock de seguridad (1).

El costo de agotamiento se calcula sumando el costo de no producción de energía eléctrica y el pago no recibido de potencia remunerable.

El costo de no producción de energía eléctrica se estima multiplicando la demanda de energía (MWh) de todos los días analizados (15), por el valor esperado del precio de energía, establecido para el mes de mayo, dato que se publicó en "Plan Anual de Operación abril 07 – marzo 08" y que es de 46,2 US\$/MWh.

TABLA 12: Costo de no Producción de Energía - Hidrología Alta

Central	Energía (MWh)	Precio Energía esperado (US\$/MWh)	Costo por no producción (US\$)
G. Zevallos	17 187,3	46,2	794 053
Trinitaria	22 996,5	46,2	1 062 438
V. Anibal Santos	5 459,2	46,2	252 215
Esmeraldas	40 350,7	46,2	1 864 202
Guangopolo	3 551,7	46,2	164 089
Gualberto Hernández	3 619,7	46,2	167 230
Descanso	1 591,0	46,2	73 504
Termoguayas	17 908,9	46,2	827 391
Generoca	5 350,7	46,2	247 202
Electroquil	3 267,9	46,2	150 977
Victoria II	330,0	46,2	15 246
Enrique García	0,0	46,2	-
A. Tinajero	2 098,7	46,2	96 960
G. A. Santos	139,8	46,2	6 459
Sta. Rosa	1 089,0	46,2	50 312
Catamayo	34,0	46,2	1 571

El pago por potencia vigente es 5,71 US\$/kw-mes. El número de horas en un mes con 31 días es 744, suponemos que no existen horas con indisponibilidad de potencia y Pmax = PRPD trimestral, se tiene:

TABLA 13: Ingreso por Potencia Remunerable Puesta a Disposición (IPRPD)

Central	Potencia máxima (MW)	PP (US\$/KW mes)	IPRPD (US\$)
G. Zevallos	146,0	5,71	833 660
Trinitaria	133,0	5,71	759 430
V. Anibal Santos	33,0	5,71	188 430
Esmeraldas	131,0	5,71	748 010
Guangopolo	33,0	5,71	188 430
Gualberto Hernández	31,0	5,71	177 010
Descanso	17,0	5,71	97 070
Termoguayas	150,0	5,71	856 500
Generoca	35,4	5,71	202 134
Electroquil	181,0	5,71	1 033 510
Victoria	102,0	5,71	582 420
Enrique García	96,0	5,71	548 160
A. Tinajero	35,0	5,71	199 850
G. A. Santos	90,0	5,71	513 900
Sta. Rosa	51,0	5,71	291 210
Catamayo	15,0	5,71	85 650

El valor de IPRPD se prorratea a 15 días de operación para que coincida con el horizonte de estudio multiplicando por el factor (15/31) y este ingreso no depende de las estaciones hidrológicas.

El costo de agotamiento se tiene sumando el costo por no producción de energía y el IPRPD.

TABLA 14: Costo de Agotamiento Hidrología Alta

Central	Costo Agotamiento (US\$)	Costo por no producción (US\$)	IPRPD (US\$)
G. Zevallos	1 197 437	794 053	403 384
Trinitaria	1 429 904	1 062 438	367 466
V. Anibal Santos	343 391	252 215	91 176
Esmeraldas	2 226 143	1 864 202	361 940
Guangopolo	255 264	164 089	91 176
Gualberto Hernández	252 880	167 230	85 650
Descanso	120 474	73 504	46 969
Termoquayas	1 241 827	827 391	414 435
Generoca	345 009	247 202	97 807
Electroquil	651 062	150 977	500 085
Victoria	297 062	15 246	281 816
Enrique García	265 239	-	265 239
A. Tinajero	193 662	96 960	96 702
G. A. Santos	255 120	6 459	248 661
Sta. Rosa	191 220	50 312	140 908
Catamayo	43 014	1 571	41 444

Sí se compara el costo de agotamiento con el costo de conservación, la compra de combustible en magnitudes necesarias y la política adoptada para el día final, se ven justificadas cuando el costo de agotamiento es mayor al costo de conservación, esto se aprecia en centrales a bunker o residuo, mientras que en centrales a diesel es necesario una revisión de la política en el día final.

TABLA 15: Costo de Agotamiento vs Costo de Conservación Hidrología Alta

Central	Costo Agotamiento (US\$)	Costo Conservación US\$/galón	Condición Final
G. Zevallos	1 197 437	785 725	No modifica stock día final
Trinitaria	1 429 904	555 422	
V. Anibal Santos	343 391	190 052	
Esmeraldas	2 226 143	322 047	
Guangopolo	255 264	103 721	
Gualberto Hernández	252 880	103 374	
Descanso	120 474	63 596	
Termoquayas	1 241 827	366 957	
Generoca	345 009	96 308	
Electroquil	651 062	1 168 773	
Victoria	297 062	919 386	Cambiar política día final
Enrique García	265 239	744 015	
A. Tinajero	193 662	287 801	
G. A. Santos	255 120	655 107	
Sta. Rosa	191 220	472 607	
Catamayo	43 014	146 052	

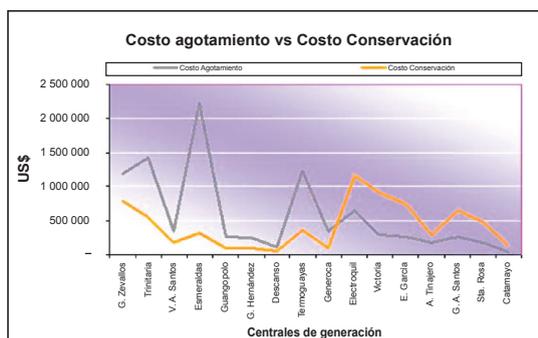


FIGURA 1: Costo de Agotamiento vs Costo de Conservación Hidrología Alta

Mientras el costo de agotamiento sea mayor al costo de conservación, la central de generación puede aumentar su volumen de combustible en el día final, pero si sucede lo contrario es conveniente revisar y ajustar el volumen de combustible a un valor menor.

## CASO 2

El costo de conservación evaluado, es el mismo que se presentó para el ejemplo 1. El costo de agotamiento se muestra en la Tabla 16.

TABLA 16: Costo de Agotamiento Hidrología Baja

Central	Costo Agotamiento (US\$)	Costo por no producción (US\$)	IPRPD (US\$)
G. Zevallos	3 456 939	3 053 555	403 384
Trinitaria	2 315 157	1 947 691	367 466
V. Anibal Santos	773 779	682 603	91 176
Esmeraldas	3 144 356	2 782 416	361 940
Guangopolo	651 940	560 764	91 176
Gualberto Hernández	642 133	556 483	85 650
Descanso	302 801	255 832	46 969
Termoquayas	3 196 851	2 782 416	414 435
Generoca	810 533	712 727	97 807
Electroquil	3 676 741	3 176 655	500 085
Victoria	1 583 150	1 301 334	281 816
Enrique García	1 075 821	810 583	265 239
A. Tinajero	377 631	280 930	96 702
G. A. Santos	610 101	361 440	248 661
Sta. Rosa	175 625	34 717	140 908
Catamayo	118 336	76 892	41 444

Al comparar el costo de agotamiento con el costo de conservación, se puede verificar que en la Central G. Anibal Santos, Santa Rosa y Catamayo, es necesario una revisión de la política para día final.

TABLA 17: Costo de Agotamiento vs Costo de Conservación Hidrología Baja

Central	Costo Agotamiento	Costo Conservación	Condición Final
G. Zevallos	3 456 939	785 725	No modifica stock día final
Trinitaria	2 315 157	555 422	
V. A. Santos	773 779	190 052	
Esmeraldas	3 144 356	322 047	
Guangopolo	651 940	103 721	
G. Hernández	642 133	103 374	
Descanso	302 801	63 596	
Termoquayas	3 196 851	366 957	
Generoca	810 533	96 308	
Electroquil	3 676 741	1 168 773	
Victoria	1 583 150	919 386	Cambiar política día final
E. García	1 075 821	744 015	
A. Tinajero	377 631	287 801	
G. A. Santos	610 101	655 107	
Sta. Rosa	175 625	472 607	
Catamayo	118 336	146 052	



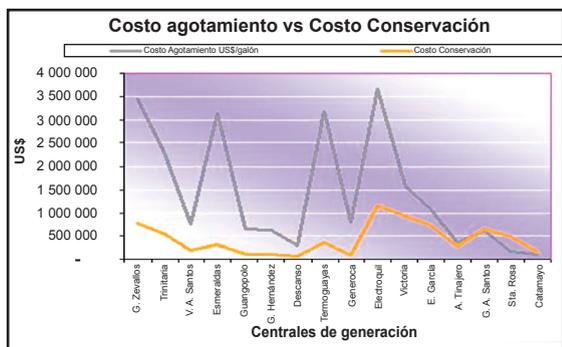


FIGURA 2: Costo de Agotamiento vs Costo de Conservación Hidrología Baja

En los dos ejemplos se sugiere, una modificación en la política final en las plantas de generación que operan a diesel. Antes de realizar las modificaciones es necesario comprobar, si los resultados obtenidos con la simulación para la “variable x” en las Centrales mencionadas es mayor a cero.

### 3.2. Resultados de la Simulación

#### CASO 1

Se obtuvieron los siguientes resultados para el ejemplo de Hidrología Alta.

TABLA 18: Resultados Compras Planificadas Hidrología Alta

COMPRAS	TRINITARIA	V.A.SANTOS	ESMERALDAS	DESCANSO	GENEROCA
2007-05-01					
2007-05-02			800 000	24 140	80 000
2007-05-03					
2007-05-04			946 348	50 000	80 000
2007-05-05		213 577			
2007-05-06	800 000				
2007-05-07					33 527
2007-05-08					
2007-05-09				33 403	
2007-05-10					80 000
2007-05-11					36 577
2007-05-12					80 000
2007-05-13					
2007-05-14					
2007-05-15					
<b>Total (galones)</b>	<b>800 000</b>	<b>213 577</b>	<b>1 746 348</b>	<b>107 543</b>	<b>390 104</b>

La variable s se activa para las Centrales Descanso y GENEROCA, se puede verificar que el valor de compras adelantadas “s” para las dos Centrales no son significativos, Descanso s = 13 889 y GENEROCA s = 37 416. Es importante observar que estos valores no sean muy altos, ya que restarían importancia a las compras realizadas (variable x).

En las Centrales a diesel, los resultados de las compras planificadas de combustibles fueron nulos. En la Central Enrique García no existe

energía demandada, ni compras realizadas, esto se debe a que la unidad de generación se encontró en mantenimiento programado por un período mayor al período analizado.

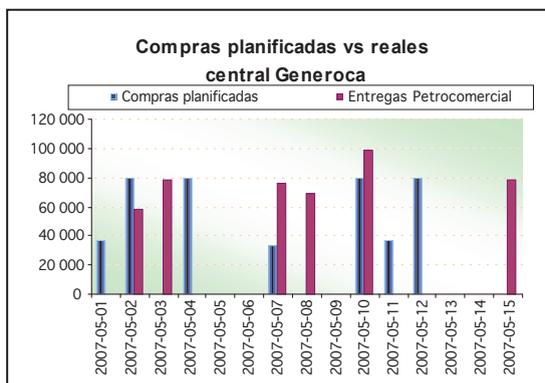
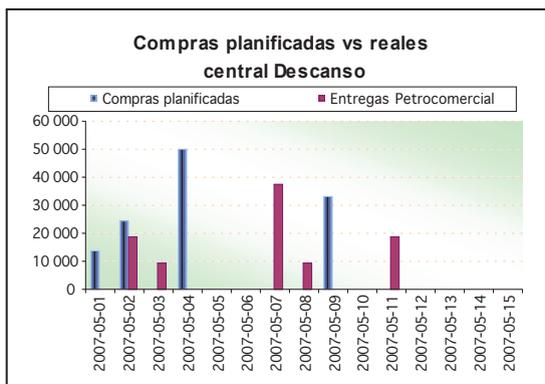


FIGURA 3: Gráficos de Resultados Compras Planificadas Hidrología Alta

El costo de minimización de compras da como resultado 53 034 999,59 US\$, es necesario enfatizar que este valor incluye, el sobrecosto por activación de la variable “s” en las Centrales mencionadas. El costo de adquisición se puede determinar descontando al valor anterior, el producto  $51\,305 \times 1\,000 = 51\,305\,000$  que corresponde al combustible en recepción “s” de todas las centrales de generación en el día inicial, penalizado por  $U=1\,000$ . Se tiene que el costo de adquisición por compras planificadas de combustible es 1 730 000 US\$ y el gasto real de todas las centrales de generación fue de 6 823 171 US\$.

En la sección 3.1 se verificó que el costo de conservación era mayor al costo de agotamiento para las centrales a diesel, lo que sugería un cambio en la política de día final, pero con los resultados obtenidos se comprueba que no es necesario ya que la demanda de energía y el stock inicial determinan que las compras sean nulas, por lo tanto no se ve la necesidad de cambio en la restricción 7.

Los resultados obtenidos para alta hidrología se compararon con la información entregada por PETROCOMERCIAL (Figura 13) y las diferencias son notorias por diversas razones que se señalan a continuación:

- La coordinación en tiempo real entre el CENACE y PETROCOMERCIAL, se efectuó semana a semana esto implica ajustes semanales y la simulación fue efectuada para 3 programaciones semanales ingresadas en un horizonte de estudio (15 días).
- La meta de stock puesta a final del estudio, hace que los resultados obtenidos en la variable 'x' (compras planificadas) se realicen en los primeros días ó hasta un poco más de la mitad del período de análisis.
- Se consideró un recurso económico inicial para nuestra simulación, lo que en la realidad no es considerado, debido a la aplicación de los decretos ejecutivos que son renovados cada 60 días y que permite a los Generadores comprar combustible a crédito.

## CASO 2

Se obtuvieron los siguientes resultados para el ejemplo de Hidrología Baja.

TABLA 19: Resultados Compras Planificadas Hidrología Baja Combustible Bunker Residuo

COMPRAS	G. ZEVALLOS	TRINITARIA	ESMERALDAS	GUANGOPOLO	G. HERNANDEZ	DESCANSO	TERMOGUAYAS	GENERCOCA
2007-01-17								
2007-01-18			1 000 000		100 000	50 000	1 000 000	80 000
2007-01-19		970 920		41 262	100 000			32 019
2007-01-20	999 625			75 000	100 000			80 000
2007-01-21				75 000	100 000			
2007-01-22			577 947		10 468	50 000	1 400 471	80 000
2007-01-23				75 000	100 000	12 442		80 000
2007-01-24	800 000		500 000			50 000		80 000
2007-01-25			500 000					
2007-01-26								80 000
2007-01-27	800 000					50 000		80 000
2007-01-28								80 000
2007-01-29								
2007-01-30								
2007-01-31								
<b>Total (galones)</b>	<b>2 599 625</b>	<b>970 920</b>	<b>2 577 947</b>	<b>266 262</b>	<b>510 468</b>	<b>212 442</b>	<b>2 400 471</b>	<b>672 019</b>

TABLA 20: Resultados Compras Planificadas Hidrología Baja Combustible Diesel

COMPRAS	ELECTROQUIL	VICTORIA	ENRIQUE GARCÍA	C. A. TINAJERO	G. ANIBAL SANTOS	C. CATAMAYO
2007-01-17						
2007-01-18	400 000	700 000	500 000			
2007-01-19	400 000		310 155			
2007-01-20	400 000					
2007-01-23	400 000					
2007-01-21	400 000				300 000	30 000
2007-01-22						
2007-01-24	200 000	400 000		143 117		22 613
2007-01-25	318 702					
2007-01-26						
2007-01-27	400 000					
2007-01-28	400 000	400 000	200 000		123 384	
2007-01-29						
2007-01-30						
2007-01-31						
<b>Total (galones)</b>	<b>3 318 702</b>	<b>1 500 000</b>	<b>1 010 155</b>	<b>143 117</b>	<b>423 384</b>	<b>52 613</b>

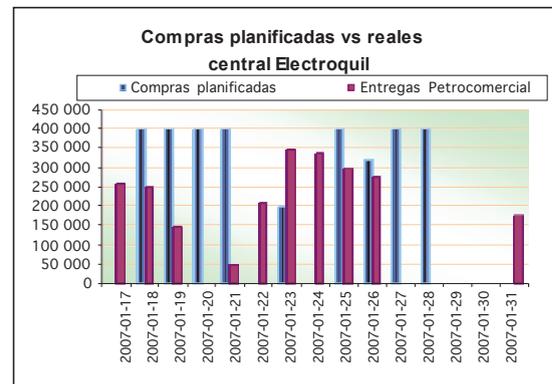


FIGURA 4: Gráficos de Resultados Compras Planificadas Hidrología Alta

La variable "s" se activa para las Centrales Esmeraldas, Gualberto Hernández, Victoria II y Enrique García. Se verifica que el valor de compras adelantadas para las Centrales Esmeraldas, Gualberto Hernández y Enrique García, no son significativos, Esmeraldas con  $s = 33\ 271$ , G. Hernández con  $s = 4\ 088$  y Enrique García  $s = 73\ 324$ , mientras que en la Central Victoria II  $s = 620\ 253$ .

El costo de minimización de compras dio como resultado 742 421 234,59 US\$, es necesario enfatizar que este valor incluye un sobre costo por activación de la variable *s* en las Centrales mencionadas, el costo de adquisición se puede determinar descontando al valor anterior el producto  $729\,936 * 1\,000 = 729\,936\,000$  que corresponde al combustible en recepción de todas las Centrales de Generación en el día inicial, penalizado por  $U=1\,000$ , se tiene que el costo de adquisición por compras planificadas de combustible es 12 485 235 US\$ y que el gasto real de todas las Centrales de Generación fue de 13 112 115 US\$.

Los resultados obtenidos para baja hidrología se compararon con la información entregada por PETROCOMERCIAL (Figura 4) y las diferencias se tratan a continuación:

Si se comparan en el día a día, las diferencias son notorias en Guangopolo, Gualberto Hernández, GENEROCA y ELECTROQUIL y se puede explicar mediante una característica común que poseen estas Centrales, la disponibilidad de transporte que utiliza cada planta de generación. Esta disponibilidad de transporte (flota de autotanes) no es uniforme en el tiempo.

Las causas adicionales a las que se presentaron para el ejemplo de alta hidrología, se producen por problemas de recursos económicos en plantas de generación para contratar transporte y problemas logísticos que se presentan en PETROCOMERCIAL como problemas de producción, atrasos en importaciones, etc.

En la sección 3.1 se verificó que el costo de conservación era mayor al costo de agotamiento para las Centrales G. Aníbal Santos, Santa Rosa y Catamayo, lo que sugería un cambio en la política de día final, pero con los resultados obtenidos se comprueba que no es necesario modificar la restricción 7 para la Central Santa Rosa ya que la demanda de energía y el stock inicial en la central determinan que las compras sean nulas, mientras que en las Centrales G. Aníbal Santos y Catamayo, se realizaron cambios en la restricción 7 reduciendo el stock de día final a dos días y el stock mínimo a un día, totalizando un valor de 3, y obteniéndose los siguientes costos.

TABLA 21: Cálculo de Costos de Conservación y Agotamiento

Central	Stock mínimo (galones)	Días	Stock total (galones)	Costo de Combustible US\$/galón	Costo variable US\$/galón	Costo Conservación US\$
G. A. Santos	172103	3	516309	0,9187	0,0329	491 330
Catamayo	34621	3	103863	0,9187	0,1359	109 539

Central	Costo Agotamiento	Costo Conservación	Condición Final
G. A. Santos	610 101	491 330	No modifica stock día final
Catamayo	118 336	109 539	

El costo de minimización de compras se redujo a 742 220 944,73 US\$, reduciendo el sobre costo por activación de la variable “*s*” el nuevo costo de adquisición es 12 284 945 US\$ que es menor al costo de adquisición anterior (12 485 235 US\$) la variación es de 200 290 US\$.

Cabe resaltar que se experimentó cambios en los días establecidos para compras de las Centrales G. Zevallos, Trinitaria, GENEROCA, ELECTROQUIL, Victoria y Enrique García pero no cambiaron los valores de variables *x* y *s*, mientras que para las Centrales G. Aníbal Santos y Catamayo las compras se cambiaron a  $x = 251\,281$  y  $x = 17\,992$ , respectivamente.

#### 4. CONCLUSIONES

- Las ganancias máximas se pueden lograr adoptando una política de conservación de inventario para el stock de combustible, para ello se debe demostrar que el costo de conservación de combustible es menor a perder o permitir oscilaciones en la producción de energía eléctrica.
- Los tiempos de reabastecimiento obedecen a un comportamiento aleatorio de factores tangibles como producción de combustible, disponibilidad de medios de transporte, disponibilidad de recursos económicos etc. En este trabajo se consideraron tiempos determinísticos que pueden variar significativamente de una central de generación a otra, esto puede ocasionar que el problema no tenga solución factible. Para lograr que el problema sea factible fue necesario revisar los datos de capacidad de transporte, especialmente, en Centrales de Generación cuya capacidad de transporte

máxima y mínima depende de una flota de transporte terrestre.

- En el ejemplo de alta hidrología, las centrales de generación a diesel son despachadas en pocas horas, al presentarse esta situación se tiene que el costo de agotamiento es menor al costo de conservación, situación ante la cual las Centrales de Generación no realizan compras.
- Si existiese un aumento no esperado en la producción de energía eléctrica, se puede efectuar una nueva simulación y obtener volúmenes de compra para un nuevo horizonte de estudio, tal como se explica en la Figura 5.

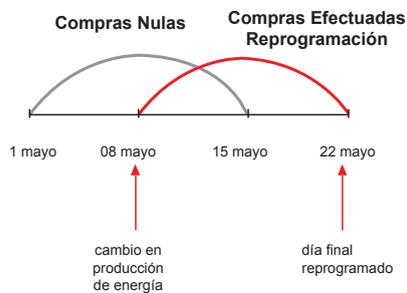


FIGURA 5: Volúmenes de Compra para Nuevo Horizonte de Estudio

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] CASTILLO Enrique, CONEJO Antonio, PEDREGAL Pablo, GARCÍA Ricardo, ALGUACIL Natalia; "CCGPA", 2002.
- [2] WOOD A. J., and WOLLENBERG, B. F.; Power Generation Operation and Control, 2nd Ed., Wiley, New York, 1996.
- [3] REVISTA ENERGÉTICA INTERCONEXIONES; Noviembre, 2002. No. 54, Año XIII páginas 14 - 23.
- [4] REVISTA ENERGÉTICA INTERCONEXIONES; Marzo 2003. No. 55, Año XIV páginas 49 - 56.



**Sonia Peña Campoverde.**- Nació en Guayaquil, Ecuador. Recibió su título de Ingeniera Eléctrica en la Escuela Superior Politécnica del Litoral en 1998, y el de Master en Investigación Operativa Mención Sistemas Logísticos de Transporte en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en 2007.

Actualmente se desempeña como Ingeniera de Planeamiento Energético Operativo en el CENACE.