

Desconexión Óptima de Carga en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en Condiciones de Déficit

F. Chamorro †

P. Vásquez ‡

† Centro Nacional de Control de Energía - CENACE

‡ Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC

Resumen— En condiciones de déficit energético, el operador del sistema eléctrico ecuatoriano establece un programa de cortes del servicio de energía eléctrica en las distribuidoras del país, en función del porcentaje de demanda respecto del consumo total. No obstante, este esquema de desconexión no considera que el impacto de desconexión en cada Distribuidora, debido a la composición típica de consumidores, es disímil.

En este artículo, se propone un esquema de desconexión de carga capaz de incorporar criterios de eficiencia, expresados en términos monetarios, para la determinación de los porcentajes de corte que se aplicarán en cada Distribuidora. De esta manera, la estrategia nacional de desconexión encontrada, minimizará el impacto socio-económico de la misma.

Por tratarse de un problema combinatorio de optimización se aprovecha la demostrada robustez, tiempos de convergencia y eficiencia, del algoritmo de optimización de enjambre de partículas (PSO por sus siglas en inglés), para enfrentar esta compleja tarea.

Restricciones de igualdad y desigualdad tales como la potencia de déficit establecida para un período y el máximo porcentaje de desconexión de carga en cada distribuidora, respectivamente, son incorporadas. Los diversos costos de energía no suministrada, para cada empresa distribuidora, de acuerdo a las características de consumo (residencial, comercial, industrial, otros) son variables de entrada que también se consideran e influyen significativamente en las decisiones de desconexión.

Palabras claves-- Combinatorio, costo de energía no suministrada, déficit, distribuidora, enjambre de partículas, heurístico, óptimo, porcentaje de corte, PSO.

1. INTRODUCCIÓN

El 5 de noviembre de 2009, inició un período de restricción energética a nivel nacional, como consecuencia de las condiciones hidrológicas críticas, específicamente en el embalse Amaluza de la central

Paute, con un nivel de 1.969,01 msnm y un caudal promedio afluente de 27 m³/s. La crisis energética se prolongó hasta el 15 de enero de 2010 [1].

A fin de establecer un programa de desconexiones, el CENACE se apoyó en la regulación CONELEC 001-2005 [2], la misma que define el déficit en cada una de las empresas distribuidoras como sigue:

$$DFD_i = DFT_{SNI} \left[FRE \left(\frac{DED_i}{\sum DED_i} \right) + FRRF \left(\frac{DRF_i}{\sum DRF_i} \right) + FRP \left(\frac{PED_i}{\sum PED_i} \right) \right]$$

En donde:

DFD_i: Déficit de energía asignado a la Empresa Distribuidora “i” [MWh]

DFT_{SNI}: Déficit total a nivel del SNI determinado por el CENACE [MWh]

FRE: Factor de repartición por demanda de energía [p.u.]

DED_i: Demanda de energía para cada Distribuidor i determinado por el CENACE en la Planificación Operativa [MWh]

FRRF: Factor de repartición por Recaudación y Facturación a consumidores regulados [p.u.]

DRF_i: Diferencia entre Facturación y Recaudación a sus consumidores finales por parte del Distribuidor, registrados en el año inmediatamente anterior [USD]

FRP: Factor de repartición por Pérdidas de Energía [p.u.]

PED_i: Pérdidas totales de energía registradas por el Distribuidor “i” durante el año inmediatamente anterior y proporcionado por el CONELEC [MWh].

Los factores de repartición se fijan en los siguientes porcentajes: FRE (Demanda)=80%, FRRF (recaudación y facturación) = 5% y FRP (Pérdidas) = 15%.

La Fig. 1, muestra la energía racionada programada y real en cada distribuidora, durante la crisis energética.

RACIONAMIENTO PROGRAMADO Y REAL (MWh)

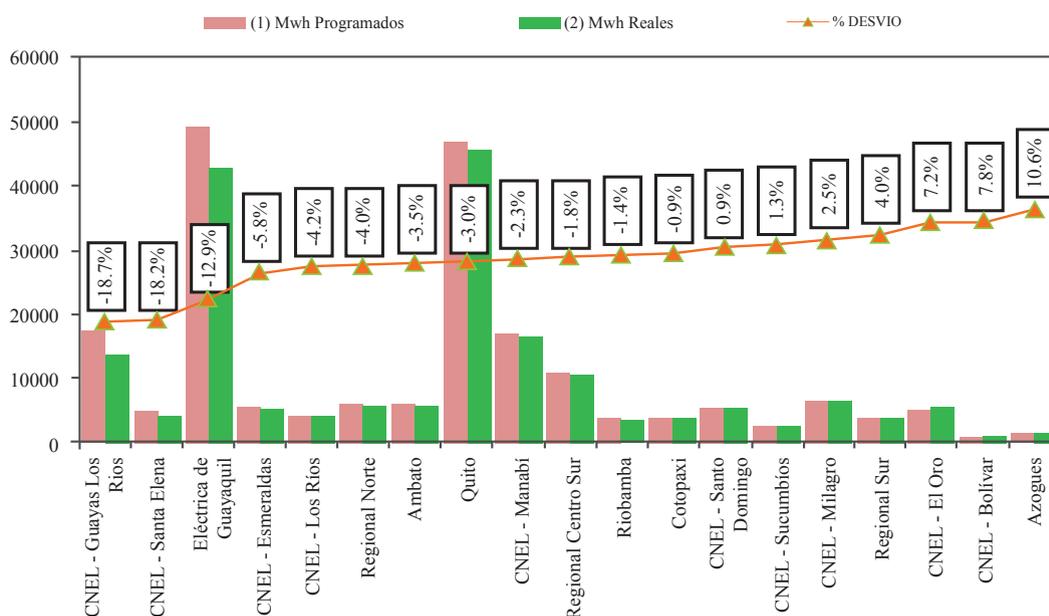


Figura 1: Racionamiento Programado y Real 2009 - 2010

De lo anterior se concluye que, si bien la normativa vigente, contiene una metodología basada en tres componentes que permiten establecer el porcentaje de desconexión respecto del déficit total de energía, que se aplicará en cada Distribuidora, es indispensable definir criterios que permitan evaluar el desempeño de los programas de desconexión. Tales criterios podrían expresarse en términos monetarios y los programas de desconexión resultan de resolver un problema de optimización donde la función objetivo representa el impacto económico de los racionamientos.

En efecto, desde que cada Distribuidora y, más específicamente, cada alimentador a ser desconectado, posee una composición particular de clientes (residencial, comercial, industrial y otros), en un período de racionamiento toman lugar diversos costos de energía no suministrada. La función objetivo a minimizar se expresa entonces como el sumatorio de las pérdidas económicas para la sociedad, acontecidas en cada Distribuidora durante el racionamiento.

Como corolario de este análisis se lograría proponer un procedimiento sistemático de seccionamiento de carga tanto para condiciones de déficit de energía como de potencia, el cual debe permitir además, mantener las condiciones de operación adecuadas del sistema bajo estas exigencias.

Sin embargo, determinar la cantidad de energía (MWh) que se debe restringir en cada empresa de distribución (19 empresas), en función de los costos

implícitos del racionamiento por tipo de consumo, implica encontrar una combinación óptima (minimiza el impacto de un racionamiento) dentro de un espacio de soluciones de gran escala.

La aplicación de métodos matemáticos tradicionales para resolver este tipo de problemas combinatorios, resulta muy limitada debido a la gran dificultad de formular una función objetivo analítica que además cumpla con condiciones especiales para garantizar que la solución corresponda a un óptimo global, y no a un óptimo local.

A pesar de la magnitud del problema y tomando en cuenta que para una operación en tiempo real se necesita la toma de decisiones de manera rápida y eficiente, en este trabajo se plantea, como alternativa robusta de solución, la aplicación de métodos heurísticos, al demostrar, estos últimos, un gran potencial para resolver este tipo de problemas.

Se propone entonces la utilización del algoritmo denominado PSO (Particle Swarm Optimization), para resolver el problema de la desconexión óptima de carga en las empresas distribuidoras.

Mediante el uso de un algoritmo desarrollado en MatLab, se logra minimizar los costos de un período de racionamiento.

Porcentajes máximos de corte en cada empresa de distribución, la potencia total de déficit para ese

período, la demanda de cada distribuidora, así como los costos de energía no suministrada, por tipo de consumo para cada distribuidora son variables que se consideran en este estudio.

Los porcentajes de corte de carga en cada distribuidora, obtenidos mediante el algoritmo desarrollado, son comparados con los porcentajes de corte reales registrados para un día específico del período de déficit energético, llegando a demostrarse el beneficio de contar con una herramienta de optimización que resuelva, de forma sistemática, el problema de desconexión de carga.

2. ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN EN OTROS PAÍSES

2.1. Desconexión Manual de Carga en Sistema Eléctrico Colombiano

La normativa en el sistema colombiano [3], establece dos tipos de racionamientos: programado y por emergencia.

El déficit programado se define en función de una falta de energía para satisfacer la demanda local o nacional.

El déficit emergente en cambio está definido en una falta de recursos en tiempo real, para satisfacer la demanda local o nacional.

La decisión para establecer un racionamiento, está determinada en función del precio umbral (USD/MWh) de la energía, definido en función de la demanda a ser abastecida. Cuando los precios de la energía superan este precio umbral, es muy posible la definición de un racionamiento de energía.

Una vez definido el racionamiento, la distribución de la demanda a ser cortada en cada distribuidor, es de carácter semanal y se la establece de acuerdo a la siguiente formulación:

$$\rho = \frac{\sum_{i=1, j=1}^{i=7, j=24} MWh(i, j)}{D_s}$$

Dónde:

ρ : Porcentaje promedio semanal de energía a racionar para cada comercializador.

D_s : Demanda semanal de los usuarios que serán racionados.

Adicionalmente, están establecidos los porcentajes de las magnitudes de racionamiento para cada tipo de circuito.

Tabla 1: Magnitud de Racionamiento por tipo de circuito

MR (%)	Aplicación del Racionamiento por tipo de circuito (p)
1.5% < MR ≤ 3.0%	Residenciales y oficiales
3.0% < MR ≤ 5.0%	Residenciales y oficiales y Comerciales, exceptuando los usuarios no regulados electricamente aislables
5.0% < MR ≤ 10.0%	Residenciales y oficiales, Comerciales e Industriales, exceptuando los usuarios no regulados electricamente aislables
MR > 10.0%	Residenciales, Oficiales, Comerciales, Industriales y los usuarios no regulados electricamente aislables

MR es la magnitud del racionamiento declarado (Expresado en porcentaje con respecto a la Demanda Total).

La regulación colombiana también establece penalizaciones para los comercializadores que no cumplen con el programa de racionamientos de acuerdo a tolerancias predefinidas.

Tabla 2: Desviación Admisibles de Desvíos de Racionamientos

(p) Semanal	Desviación Admisible
$p \leq 10\%$	$abs(0,05 * p)$
$10\% \leq p \leq 20\%$	$abs(0,03 * p)$
$20\% \leq p$	$abs(0,02 * p)$

2.2. Desconexión Manual de Carga en Sistema Eléctrico Peruano

La normativa peruana [4] establece principalmente que, en los casos en que se deba racionar el servicio eléctrico por déficit de oferta, éste se efectuará privilegiando el abastecimiento del suministro para el Servicio Público de electricidad. En función de esta definición se prioriza la desconexión de carga en los Clientes Libres (No Regulados) para luego realizarla en las Empresas Distribuidoras. Se definen básicamente dos escenarios de corte: Corte Programado y Corte por Emergencia.

Para el corte programado, la restricción se la realiza únicamente en los clientes libres, con una potencia mayor a 10 MW; en tiempo real cuando luego de producirse la restricción energética en los clientes libres y esta no es suficiente para abastecer la demanda, se procederá con una restricción por emergencia, para lo cual se indicará el seccionamiento de carga en las empresas distribuidoras.

La demanda a ser reducida en cada cliente libre se encuentra como un porcentaje entre la demanda total disponible para corte de cada cliente libre y la demanda total disponible para corte de todos los clientes libres.

De manera similar, la demanda a ser cortada en cada empresa distribuidora se encuentra como un porcentaje entre la demanda disponible para restricción de cada distribuidora y la demanda total de restricción de las empresas distribuidoras.

Las demandas disponibles para restricción tanto de clientes libres como de empresas distribuidora se define para el período de demanda máxima y fuera de este.

3. PROPUESTA DE ESQUEMA DE DESCONEXIÓN

El costo total de racionamiento en el país, para un período del día específico, está en función de los costos sociales de racionamiento (establecidos por el CONELEC mediante la resolución CONELC No. 025/11 [5] para cada tipo de usuario), la demanda de cada distribuidora para el período de restricción y el déficit de energía para este. Adicionalmente se ha establecido un porcentaje máximo de corte en cada distribuidora, en función de la energía de déficit respecto de la demanda del sistema en un período específico.

La función de costo a minimizar para un período H del día, se la define como sigue:

$$F.O = \text{mínimo costo de racionamiento}$$

$$F.O = \sum_{i=1}^{19} C.R_i * \%P.C_i * P.D_i$$

Sujeto a:

$$Def_H = \sum_{i=1}^{19} \%P.C_i * P.D_i$$

$$1 \leq \%P.C_i \leq M.P.C_i$$

Dónde:

$C.R_i$ = Costo de racionamiento de la distribuidora i

$\%P.C_i$ = Porcentaje de corte de la distribuidora i

$P.D_i$ = Potencia de Distribuidora i

Def_H = Déficit energético a la hora H

$M.P.C_i$ = Máx. porcentaje de corte de distribuidora i

El porcentaje de corte en cada distribuidora se define como sigue:

$$\%P.C_i = \frac{P.R_i}{P.D_i}$$

Tanto el costo de racionamiento para cada Distribuidora como la potencia total a ser racionada, para una hora H, son variables de entrada conocidas.

La potencia de racionamiento para cada distribuidora, que se la ha modelado como un porcentaje de la potencia total de cada distribuidora (número entero), son las variables de decisión. El problema está en encontrar la combinación óptima de este porcentaje de corte, de tal manera de conseguir el mínimo costo de racionamiento.

La potencia de déficit, el período del día (número entero del 1 al 24 horas) y el porcentaje máximo de corte en las empresas de distribución son hipótesis a ser especificadas, previo a la optimización.

El costo de racionamiento de cada distribuidora se obtiene, multiplicando el costo de racionamiento para cada tipo de usuario por su respectivo porcentaje de carga de cada usuario en función de la demanda total de cada distribuidora. En la tabla siguiente se muestran estos costos:

Tabla 3: Costos de Racionamientos de Distribuidoras de Ecuador

COSTO DE RACIONAMIENTO PARA DISTRIBUIDORAS					
Costo (ctv USD/kWh)	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	
	64,6	179,1	400,3	150,7	
COMPOSICIÓN DE USUARIOS POR DISTRIBUIDORA					
DISTRIBUIDORA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	Costos de Racionamiento ctv USD/kWh
E.E.Ambato	0,43	0,16	0,26	0,15	182,44
CNEL-Bolivar	0,54	0,13	0,01	0,33	109,79
Regional Centro Sur	0,39	0,11	0,36	0,14	210,14
ELEPCOSA	0,15	0,06	0,66	0,13	304,85
CNEL-Santo Domingo	0,27	0,41	0,20	0,12	188,54
E.E.QUITO	0,42	0,17	0,31	0,11	195,84
EMELNORTE	0,42	0,16	0,23	0,19	175,71
CNEL-Los Rios*	0,55	0,10	0,25	0,10	168,59
Regional Sur	0,56	0,13	0,04	0,27	116,16
CNEL-El Oro	0,27	0,20	0,30	0,23	206,69
CNEL-EMELGUR	0,35	0,11	0,25	0,30	186,13
Eléctrica de Guayaquil	0,32	0,20	0,35	0,13	216,49
CNEL-Esmeraldas	0,42	0,19	0,18	0,21	163,62
CNEL- Manabi	0,39	0,16	0,21	0,24	174,88
CNEL-Milagro*	0,50	0,15	0,25	0,10	174,31
E.E.Riobamba	0,50	0,10	0,22	0,18	164,22
CNEL- Santa Elena	0,31	0,18	0,32	0,20	208,23
CNEL-Sucumbios*	0,40	0,20	0,30	0,10	196,82
CNEL-Azogues	0,57	0,09	0,22	0,11	160,33

*Valores asumidos.

4. MÉTODO DE SOLUCIÓN Y ALGORITMO PSO

La solución al problema planteado, se la realiza mediante un método heurístico, específicamente con la ayuda del PSO. Se escogió esta alternativa debido a su fácil implementación, su rápida convergencia y robustez del algoritmo de solución. El algoritmo implementado [6] es una variación del algoritmo tradicional del PSO [7], en el cual se incluyen operaciones de búsqueda tales que permitan evitar que el algoritmo se detenga en un mínimo local.

El algoritmo del PSO, está basado en el movimiento de un enjambre de partículas, cuya posición está definida en función de su posición inicial y la velocidad de las partículas del enjambre:

$$X_i^{new} = X_i + V_i^{new}$$

Con:

$$V_i^{new} = Dec(t) w_{i0} V_i + Rnd_1 w_{i1} (b_i - X_i) + Rnd_2 w_{i2} (b_g - X_i)$$

El primer término de los sumandos representa la inercia o hábito (la partícula trata de moverse en la dirección en la que previamente se estaba moviendo), el segundo representa la memoria (la partícula es atraída a la mejor posición de su propia trayectoria,

mejor local); finalmente el último término representa la cooperación o intercambio de información con otras partículas (la partícula es atraída a la mejor posición de la trayectoria de todas las partículas, mejor global).

Los parámetros son pesos fijados en el principio del proceso. Son números aleatorios de una distribución uniforme entre [0,1]. Es una función decreciente con el incremento de iteraciones, lo cual reduce progresivamente la importancia de la inercia (ver Fig. 2).

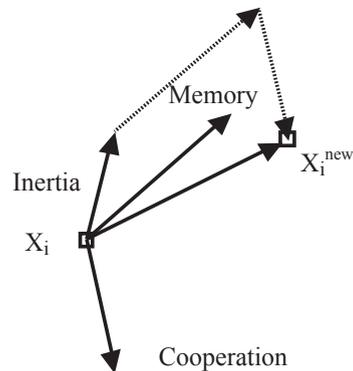


Figura 2: Velocidad de Partículas PSO

Se ha implementado en Matlab un programa, con el nombre PODEC (Programa de Optimización de Desconexión de Carga), siguiendo la formulación anterior y basada en el diagrama de bloques de la Fig. 3.

5. EJEMPLO NUMÉRICO PRÁCTICO

Mediante la utilización del programa PODEC, y en base a la información de los cortes de energía en el 2009 y 2010 [8], registrados en el CENACE, se realizaron algunas simulaciones para comparar los porcentajes de corte programados y los obtenidos mediante el programa desarrollado. Además se realizó un cálculo del costo de racionamiento, aplicando los costos indicados por el CONELEC, programado, real y mediante el programa desarrollado. En la tabla 4 se muestra los resultados del programa de cortes, para las 13:00 del 16 Noviembre de 2009, hora para la cual se tenía un déficit de 235,5MWh.

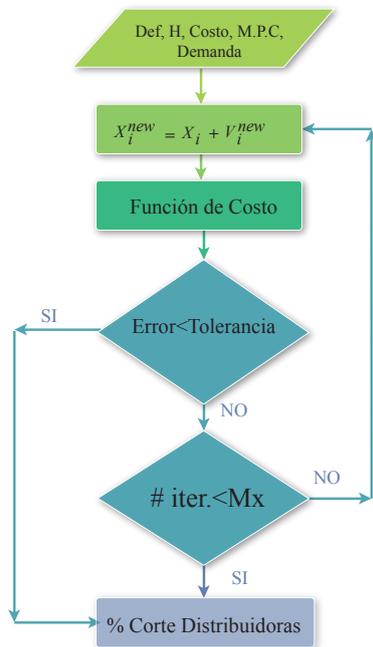


Figura 3: Diagrama de Bloques de Algoritmo PSO desarrollado

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Uno de los aspectos más importantes de la problemática estudiada en este trabajo se puede observar en la Fig. 4. En efecto, un desvío considerable entre lo programado por el Operador del Sistema y lo realmente ejecutado por las Distribuidoras, se produjo a lo largo de todo el período de la restricción energética. Las empresas distribuidoras no cumplieron estrictamente el programa de racionamiento dispuesto por CENACE.

Por otro lado, mediante la aplicación del programa PODEC se logra una distribución óptima de los porcentajes de desconexión en cada distribuidora, obteniéndose un menor costo de racionamiento, en cada una de estas. Así, en la tabla 4, se observa un ahorro de 5.108,68 USD, entre el costo total determinado mediante PODEC y el costo total programado, únicamente para la hora 13:00. Este día se realizó corte energético por 14 horas, lo cual implica un ahorro aproximado diario de alrededor de 71.521 USD a nivel nacional.

Juntando lo mencionado en los dos párrafos anteriores, se observa que, de cumplirse el esquema de desconexión de carga encontrado con PODEC, se hubiese tenido un ahorro de 39.449,33 USD para la hora 13:00, en comparación con el costo de corte real ocurrido en esa hora. Esto implicaría un ahorro aproximado de 552.290 USD en este día, a nivel nacional.

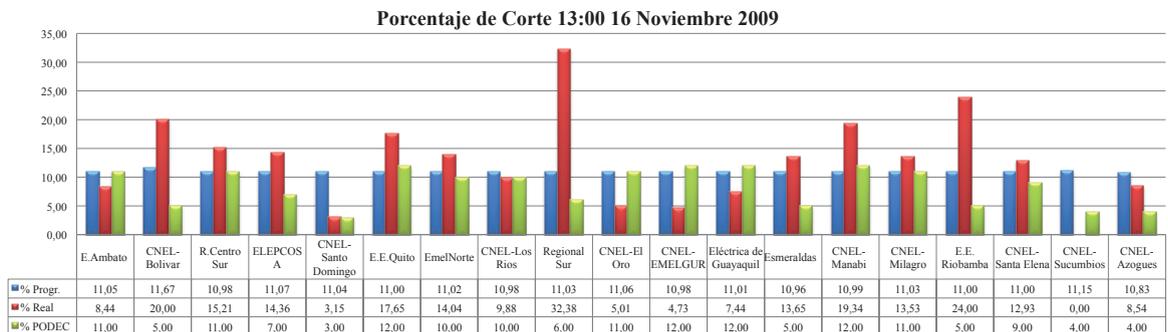


Figura 4: Desconexión de Carga 13:00 16 de Noviembre 2009

Tabla 4: Programa de Cortes Comparativo para Distribuidoras

PROGRAMA DE CORTE 13:00 16 Noviembre de 2009								
Empresa Distribuidora	Demanda (MW)	Programa de Corte Programado (MW)	Programa de Corte Real (MW)	Programa de Corte PODEC (MW)	Costo de Racionamiento (ctv USD/kWh)	Costo de Corte Programado (USD)	Costo de Corte Real (USD)	Costo de Corte PODEC (USD)
E.E.Ambato	57	6.30	4.81	6.27	182.44	11493.80	8775.43	11439.07
CNEL-Bolivar	6	0.70	1.20	0.3	109.79	768.56	1317.53	329.38
Regional Centro Sur	112	12.30	17.03	12.32	210.14	25847.51	35791.45	25889.54
ELEPCOSA	56	6.20	8.04	3.92	304.85	18900.57	24509.78	11950.04
CNEL-Santo Domingo	48	5.30	1.51	1.44	188.54	9992.73	2846.98	2715.00
E.E.Quito	488	53.70	86.15	58.56	195.84	105163.85	168710.79	114681.47
EMELNORTE	59	6.50	8.28	5.9	175.71	11420.88	14551.20	10366.65
CNEL-Los Rios	41	4.50	4.05	4.1	168.59	7586.32	6827.69	6911.98
Regional Sur	29	3.20	9.39	1.74	116.16	3717.12	10906.08	2021.18
CNEL-El Oro	85	9.40	4.26	9.35	206.69	19428.98	8805.05	19325.64
CNEL-EMELGUR	174	19.10	8.23	20.88	186.13	35550.70	15311.85	38863.80
Eléctrica de Guayaquil	585	64.40	43.54	70.2	216.49	139419.51	94257.53	151975.93
CNEL-Esmeraldas	52	5.70	7.10	2.6	163.62	9326.30	11616.96	4254.10
CNEL- Manabi	161	17.70	31.14	19.32	174.88	30953.48	54454.03	33786.51
CNEL-Milagro	68	7.50	9.20	7.48	174.31	13073.25	16036.52	13038.39
E.E.Riobamba	30	3.30	7.20	1.5	164.22	5419.24	11823.80	2463.29
CNEL- Santa Elena	50	5.50	6.47	4.5	208.23	11452.85	13462.30	9370.51
CNEL-Sucumbios	26	2.90	0.00	1.04	196.82	5707.78	0.00	2046.93
CNEL-Azogues	12	1.30	1.03	0.48	160.33	2084.23	1643.34	769.56
					TOTAL	467307.67	501648.31	462198.99

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Bajo las hipótesis de este estudio, el costo de racionamiento encontrado mediante el programa PODEC, en comparación con el costo de racionamiento programado por el operador del sistema, logra un ahorro económico para el país de alrededor de 3 millones de dólares en el período que duro la restricción energética en el país.
- El impacto de los racionamientos sufrió un incremento debido a no cumplimientos, por parte de las Distribuidoras, de los porcentajes de corte de carga establecidos por el Operador del Sistema. Bajo esta consideración se hace necesario establecer una normativa de supervisión y control del cumplimiento de las disposiciones del Operador del Sistema a fin de que las empresas distribuidoras se sujeten a los programas de corte establecidos.
- El contar con una herramienta sistemática para establecer el menor costo de energía no suministrada, sea para condiciones de déficit de energía o potencia, es prioritario, debido al alto impacto social y económico que este tiene para el país. El método aquí planteado muestra este impacto, por tanto es una buena alternativa para disminuir el costo de energía no suministrada en el país.
- La metodología actual, para la determinación de los porcentajes de corte en las empresas distribuidoras, no considera en ningún momento las características propias de cada empresa, en cuanto al tipo de usuarios (residencial, comercial, industrial y otros), única para cada una de estas. El método planteado considera estas características y por tanto minimiza el costo de energía no suministrado en cada una de ellas.
- Con el conocimiento de la composición por cada tipo de usuario de cada empresa, estas deberán repartir la potencia a ser cortada en función de esta composición, para lograr efectivamente un menor costo de racionamiento.
- El algoritmo desarrollado mediante la optimización de enjambre de partículas (PSO), ha mostrado ser adecuado para manejar el problema de minimizar el costo de energía no suministrada en las empresas distribuidoras del país.
- En futuros trabajos se deberán considerar también aspectos técnicos y logísticos, que en este trabajo no se han considerado, como por ejemplo: capacidad de alimentadores, tipos de usuarios inmersos en un mismo alimentador, circuitos que no están considerados para racionamiento, entre otros.

- Los esquemas de restricción energética que se establecen en las normativas colombianas y peruanas, dan una señal de aspectos que se deben complementar en la normativa ecuatoriana, como son: la definición de déficit de potencia ante emergencias en tiempo real, penalizaciones a los agentes que no cumplan con el programa de corte dentro de ciertas bandas permitidas, y la figura de agentes que ponen a disposición energía a ser cortada ante una restricción energética.
- Como alcance a este trabajo se complementa el programa para optimizar una desconexión de carga en varios períodos, como por ejemplo de todo un día. Esta vez el programa deberá resolver un problema de optimización multi-período tomando la energía total a ser restringida para un día, y entregar como resultado el porcentaje de corte en cada distribuidora para cada hora del día en análisis.
- Otro alcance a este trabajo, es realizar la optimización de energía no suministrada, para cada punto de entrega desde el SNI a cada empresa distribuidora, lo cual reflejará de una manera más real la distribución de carga en cada empresa de distribución.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CENACE; “Evaluación y Seguimiento de Racionamientos en Empresas Distribuidoras”, Informe Definitivo, Quito, 2010.
- [2] CONELEC; “Regulación CONELEC 001/2005”, Quito, 2005.
- [3] CREG; “Resolución No 119, CREG 1 de Diciembre 1998”, Bogotá, 1998.
- [4] COES; “Procedimiento de Rechazo Manual de Carga por Déficit de Oferta en el SEIN”, San Isidro, 2009.
- [5] CONELEC; “Resolución CONELC No. 025/11”, Quito, 2011.
- [6] Miranda, V., Fonseca, N. (1995); “EPSO-Best-of-Two-Worlds Meta-Heuristic Applied to Power System Problems”, 2002.
- [7] Kennedy, J., Eberhart, R. C. (1995); “Particle Swarm Optimization”, Proceedings of the 1995 IEEE International Conference on Neural Networks, pp. 1942-1948, Perth, Australia, 1995.
- [8] CENACE; “Información estadística de CENACE, respecto del Racionamiento Energético 2009-2010”, Quito, 2010.



Fernando Chamorro Chulde.- Nació en Quito, en 1973. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la “Escuela Politécnica Nacional” en 1999. Trabajó como ingeniero de diseño para DYCONEL, 1998-1999. Egresado de la Maestría en Ciencias de Ingeniería Eléctrica de la “Escuela Politécnica Nacional”. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Operaciones en el Centro de Control del CENACE. Su principal área de interés es la Optimización de la Operación del Sistema Nacional Interconectado.



Paúl F. Vásquez.- Ingeniero Eléctrico “Escuela Politécnica Nacional,” Quito, 2002. Trabajó para Movistar encargado del área de planificación. Se graduó de doctor en ingeniería eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina-2009. Colaboró como investigador invitado durante un año, 2008-2009, en el Instituto de Energía Eléctrica (LENA) de la Universidad Otto-von-Guericke en Magdeburg, Alemania. Actualmente es Director de Planificación Encargado del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. Es profesor de posgrado en la Escuela Politécnica Nacional y es Presidente del Capítulo Power& Energy Society de IEEE sección Ecuador. Sus áreas de interés son: planificación, optimización, procesos estocásticos, modelación de incertidumbres, técnicas de manejo de riesgos y técnicas de evaluación de proyectos bajo incertidumbres.