

Análisis de Factibilidad para la Implementación de la Gestión de la Demanda del Sector Industrial

P. A. Méndez Santos

Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. - Universidad de Cuenca.

Resumen— El presente trabajo realiza un análisis de factibilidad de aplicación que tendría la “Gestión de la Demanda de Energía Eléctrica” (GD) en el sector industrial que es atendido por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. -CENTROSUR- de la ciudad de Cuenca, para esto se utiliza como caso piloto a la industria Cartones Nacionales S.A. -CARTOPEL-.

El análisis inicia con la caracterización del proceso de producción y la determinación del balance de carga de la fábrica, luego, con el uso de las estadísticas de medición, se determina el patrón de consumo diario de energía eléctrica que hace la industria y la carga en capacidad de ser gestionada. Estos resultados permiten la evaluación económica del ahorro que podría tener CARTOPEL sobre sus costos de abastecimiento eléctrico. Así como también el impacto económico que tendría la gestión de carga sobre el patrón de demanda de la distribuidora.

Finalmente se efectúa una revisión y análisis de la Regulación vigente en el Ecuador relacionada con la temática de reducción y uso eficiente de energía para clientes industriales, con el objetivo de evaluar sus metodologías de cálculo y resultados de aplicación sobre la CENTROSUR y en base a esto proponer las modificaciones y características que debería contener una Regulación sobre gestión de la demanda de energía eléctrica para el sector industrial.

Palabras clave— Gestión de la demanda, auditoría eléctrica, eficiencia energética, abastecimiento energético, curva de carga, regulación eléctrica, tarifas eléctricas, red i nteligente.

Abstract— This article presents an applied feasibility study for “Energy Load Management” (LM) in the industrial sector served by the Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.-CENTROSUR (The South Central Regional Electric Utility) in the city of Cuenca. For this purpose, the Cartones Nacionales S.A. industry, –

CARTOPEL (National Cardboard Industry) has been used as a pilot project.

The analysis begins with the characterization of the production process and the determination of the factory load distribution. Then, by using measurement statistics, the industry’s daily electrical power consumption is determined along with the load that can be managed. Such results allow for an economic assessment on what CARTOPEL could save on its electricity supply costs, as well as the economic impact of load management on the utility’s load pattern.

To conclude, the current Regulations in Ecuador, related to the subject of efficient energy use and energy reduction for industrial clients, are reviewed and analysed in order to evaluate the calculation methods and results when applied to CENTROSUR. Based on this information, some modifications and characteristics, for a load management in the industrial sector Regulation, are proposed.

Index Terms— Load Management, Electric Power Auditing, Energy Efficiency, Energy Supply, Load Curve, Electric Power Regulation, Electric Power Rates, Smart Grid.

1. INTRODUCCIÓN

El alto costo de generar, transportar y distribuir la electricidad, y el incesante incremento de la demanda de energía eléctrica, actualmente obliga a todos los agentes del sector eléctrico (Ministerios, organismos de regulación, control y supervisión, empresas de generación, transmisión y distribución) a realizar año tras año mayores esfuerzos e inversiones para lograr abastecer el requerimiento de energía de toda la población.

Los planes de eficiencia energética comúnmente suelen estar orientados hacia la reducción del consumo por medio del uso de máquinas, artefactos y electrodomésticos eficientes, no obstante estos planes

tienen como desventaja un largo período de análisis e implementación ya que involucran el remplazo de toda o la mayor parte de la carga ineficiente. Acciones de más rápida implementación y con resultados que podrían verse en el corto plazo son los relacionados con la gestión de la demanda.

Con el fin de alcanzar un suministro eficiente y un aprovechamiento óptimo de los limitados recursos energéticos, la gestión de la demanda de energía eléctrica (GD) ha venido siendo aplicada en varios países del mundo, por ello y siendo el distribuidor/comercializador el agente del sector que se encuentra en mayor contacto con el usuario final de la energía, es que en el presente trabajo se decidió realizar un análisis de factibilidad de aplicación de la GD en la Empresa CENTROSUR de la ciudad de Cuenca.

El segmento de análisis se centra en el sector industrial debido a su alta intensidad de uso de energía eléctrica y su relativamente pequeño número de usuarios en relación con los segmentos residencial y comercial, con lo cual potencialmente se pueden obtener grandes reducciones de consumo gestionando una cantidad moderada de clientes. Como caso piloto de análisis se seleccionó al cliente de mayor demanda de energía eléctrica en la región, en este caso la empresa CARTOPEL de la ciudad de Cuenca, la cual tiene una demanda que bordea los 3,2 MWh mensuales, lo que representa aproximadamente el 5% del consumo de energía total del sistema de la CENTROSUR.

2. LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA EMPRESA CARTOPEL

CARTOPEL es una industria dedicada a la fabricación de papel y cajas de cartón, internamente se encuentra organizada en dos divisiones:

- División Molino: cuyas instalaciones producen bobinas de papel para la exportación y/o utilización en la fabricación de cajas de cartón.
- División Ondutec: instalación que produce cajas de cartón corrugado para la venta a otras empresas de manufactura de productos varios.
- La primera es en donde efectivamente se produce el papel y tiene los siguientes procesos:
 - Recolección y almacenamiento de la materia prima
 - Preparación de la pasta
 - Limpieza de la pasta
 - Refinamiento
 - Formación, secado, prensado y bobinado
 - Línea de conversión

Estos procesos en conjunto con la división ONDUTEC conforman los sistemas de producción de la fábrica. Por otra parte se encuentran los sistemas de soporte a la producción, los cuales tienen una participación transversal en la fabricación pues son los que brindan servicios de apoyo como servicios auxiliares de aire comprimido, iluminación, etc.

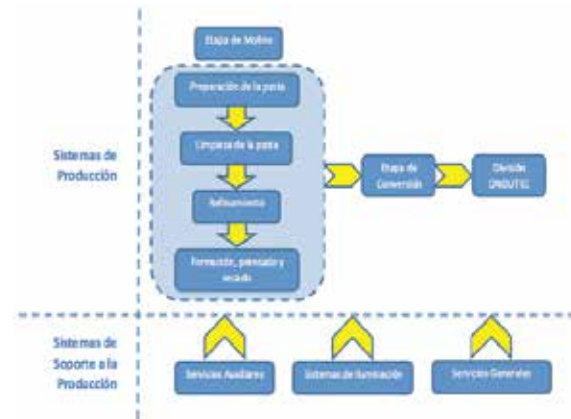


Figura 1 : Esquema de los sistemas eléctricos de CARTOPEL

2.1. Balance energético

Con base en la esquematización de los subprocesos productivos y su organización por sistemas se aplicó la siguiente metodología para encontrar el balance energético de la planta:

- Recopilación de los datos de mediciones de corrientes y tensiones de línea, potencia trifásica y factores de potencia de cada tablero de control y equipo.
- Análisis estadístico de la frecuencia, porcentajes acumulados e histograma de valores de potencia más probables de ocurrencia para cada tablero.
- Cálculo de la potencia media de cada equipo utilizando los datos de corriente promedio, tensión nominal de alimentación y factor de potencia promedio.
- Estimación del tiempo efectivo de funcionamiento anual a través de relacionar los tiempos informados por el personal de operación con el porcentaje de datos válidos encontrados en el histórico de mediciones de cada equipo en particular.
- Estimación del tiempo real de funcionamiento de la carga de cada tablero en análisis para determinar la cantidad de horas anuales que el tablero opera con la potencia más probable encontrada en el análisis estadístico.
- Finalmente, con los datos de potencia más probable y horas anuales de operación, se

determinó la energía media anual de cada tablero y equipo.

Con lo cual se tiene que alrededor del 92% del consumo de energía eléctrica es responsabilidad de los sistemas de producción de la planta, mientras que el restante 8% se encuentra en los sistemas de soporte. El mayor porcentaje de consumo se encuentra en el proceso de Refinamiento, seguido de la etapa de Formación, prensado, secado y bobinado, entre estos dos procesos se tiene casi la mitad del consumo de energía de la totalidad de la planta.

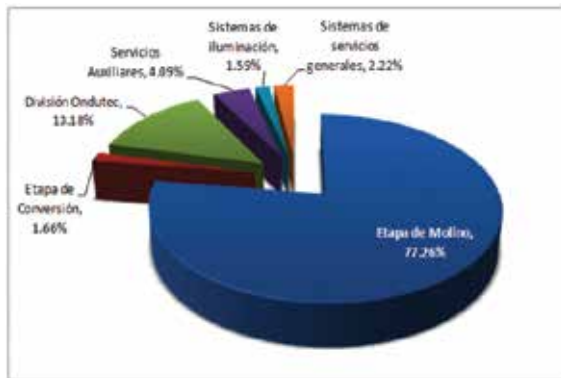


Figura 2 : Consumo referencial de energía eléctrica por sistemas de la planta de CARTOPEL

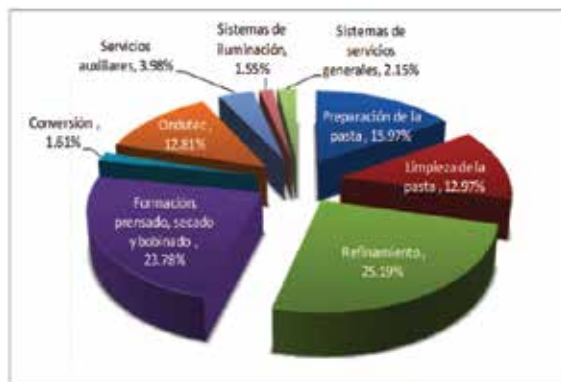


Figura 3 : Consumo referencial de energía eléctrica por procesos productivos de la planta de CARTOPEL

2.2. Factores de responsabilidad de carga

Si se relaciona la energía estimada por el censo de carga para cada proceso de producción, con la energía de consumo total de la planta, los porcentajes de responsabilidad de carga son:

Tabla 1 : Porcentajes de responsabilidad de carga

Proceso	% de resp. carga
Preparación de la pasta	15.17%
Limpieza de la pasta	12.32%
Refinamiento	23.91%
Formación, prensado, secado y bobinado	22.58%
Etapa de Conversión	1.53%
Ondutec	12.16%
Servicios Auxiliares	3.78%
Sistemas de Iluminación	1.47%
Servicios Generales	2.05%
Otros consumos y/o pérdidas de energía	5.05%

Una característica importante del proceso de producción de papel en CARTOPEL es que cada etapa tiene una dependencia directa de la etapa o proceso precedente, esto significa que si una de las etapas sufre una paralización todas las etapas posteriores deberán suspender su tarea ya que no tendrán un suministro de material que permita realizar su trabajo. Esta particularidad obliga a asumir que sus porcentajes de responsabilidad de carga también permanecen constantes a lo largo del día.

2.3. Comportamiento típico de la carga de CARTOPEL

De los datos históricos de consumo de energía eléctrica de CARTOPEL, recopilados durante los años 2010, 2011 y 2012 se ha obtenido un perfil típico de consumo diario para esta empresa.



Figura 4 : Curva promedio de carga diaria de CARTOPEL

La mayor probabilidad de ocurrencia de la demanda máxima se presenta en el horario comprendido entre las 02:00 y las 04:15, luego de lo cual se da un descenso sostenido del consumo entre las 06:00 y las 07:15 aproximadamente. En el período de demanda media, de 08:00 a 18:00 dentro de este período se presenta la demanda mínima la cual se da hacia las 12:15, luego los valores de la curva son superiores al promedio desde las 12:45. Durante el período de demanda pico, de 18:00 a 22:00, la demanda de energía comienza nuevamente a incrementarse, presentándose un aumento sostenido a partir de las 19:15. Estas características de la curva de demanda de CARTOPEL se repiten para los tres años en mención, situación que permite deducir que para

futuros períodos de tiempo, la forma de la curva no variará sustancialmente a excepción de los valores de demanda, los cuales se irán incrementando en función del aumento de consumo o maquinaria instalada.

2.3.1 Comportamiento de la demanda máxima

Para los años 2010, 2011 y 2012, los registros mensuales de demanda máxima observan valores superiores a la media aritmética del horario base de las curvas de carga diaria típica correspondientes, este hecho permite deducir que a pesar del comportamiento bastante regular de consumo que tiene CARTOPEL existe un margen representativo de carga que puede ser gestionado.

Tabla 2 : Valores de demanda máxima de CARTOPEL - año 2012

Fecha	Hora	Rango	Día	kW	Porcentaje de 5.403kW*
25-Jul	3:45	BASE	MIERCOLES	6,560	121.27%
13-Ago	21:45	PUNTA	LUNES	6,560	121.27%
19-Sep	3:45	BASE	MIERCOLES	6,520	120.53%
26-Dic	21:00	PUNTA	MIERCOLES	6,476	119.72%
24-Oct	2:15	BASE	MIERCOLES	6,456	119.35%
16-Nov	5:45	BASE	VIERNES	6,452	119.28%
27-Jun	2:15	BASE	MIERCOLES	6,212	114.84%
10-Feb	5:30	BASE	VIERNES	6,164	113.95%
26-Abr	2:00	BASE	JUEVES	6,160	113.86%
27-Ene	4:30	BASE	VIERNES	6,152	113.73%
11-Mar	4:45	BASE	DOMINGO	6,124	113.21%
21-May	22:30	BASE	LUNES	6,116	113.07%
				Promedio	117.01%

*Potencia media registrada en horario base para el año 2012

Como se puede observar en la tabla 2, en promedio mensualmente existe un sobrepaso del 17,01% al valor medio registrado durante todo el año para la demanda máxima de horario base, de igual manera se corrobora el hecho de que la demanda máxima ocurre con mayor frecuencia en este horario debido a que en 10 de los 12 meses el pico de demanda se presenta en el horario comprendido entre las 02:00 y las 05:45

2.3.2 Duración de la carga

La duración de los valores de demanda de CARTOPEL, muestran que aproximadamente durante un 60% del tiempo, la carga de la empresa se encuentra por encima del valor promedio más alto encontrado en el horario base, no obstante en función de los registros de demanda de la empresa se tiene que las desviaciones estándar se encuentran en valores comprendidos entre 600 y 900kW, con lo cual el porcentaje de variación esperado es de alrededor del 15% de la media aritmética del horario base.

Año	Media del horario base (kW)	Desviación Estándar (kW)	% de variación
2010	4.609	636	±13,80
2011	5.047	787	±15,60
2012	5.409	894	±16,52

Tabla 3 : Estadística de demanda base - 2010, 2011 y 2012

Estos porcentajes indican una banda de variación máxima en más o menos alrededor de la media del horario base para los años analizados, si estos valores se señalan en las correspondientes curvas de duración de la demanda se encuentra que los valores que sobrepasan los referidos porcentajes de variación apenas representan el 1,064% del total de tiempo en horas del año 2010. Para los años 2011 y 2012 el comportamiento de la demanda es similar a lo anteriormente anotado, teniendo porcentajes del 2,29 y 0,39% respectivamente, lo cual refleja la variabilidad que tienen los valores de demanda máxima y que con una adecuada supervisión y control de la demanda se podría alcanzar un uso más uniforme de la potencia y por lo tanto generar ahorros importantes en los pagos del rubro de demanda.

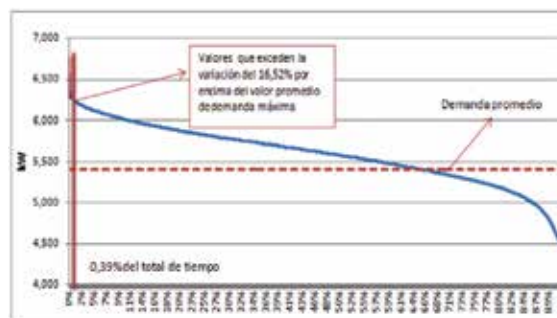


Figura 5 : Curva de duración de carga de CARTOPEL, año 2012

3. LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CENTROSUR

De acuerdo a las estadísticas del CONELEC correspondientes al año 2009, el total de clientes de la CENTROSUR representa aproximadamente el 8% del total de usuarios a nivel nacional. En cuanto a la magnitud de energía, la demanda de esta empresa representa aproximadamente el 4,5% del total de energía a nivel nacional. De este consumo un 95% se encuentra en las provincias de Azuay y Cañar.

3.1. Características de la demanda atendida por CENTROSUR

Para el mes de diciembre de 2010, esta empresa contaba con un total de 300.480 clientes, los datos de la década 2000-2010, muestran que en promedio cada año un 89,1% del total de clientes de la CENTROSUR pertenecen a la categoría Residencial, mientras que cerca del 7,62% son Comerciales, y un 2,05% son Industriales, quedando un 1,24% repartido entre todo el resto de categorías tarifarias.

La categoría residencial, es la que más contribuye en la demanda eléctrica, sin embargo una de las características de este tipo de demanda es su alta dispersión, tanto numérica como geográfica, es decir un gran consumo repartido en una gran cantidad de usuarios lo cual da como resultado un consumo promedio individual muy reducido.



Figura 6 : Demanda de energía eléctrica según las principales categorías tarifarias atendidas por CENTROSUR

Características opuestas se presentan en las demandas comerciales e industriales, las cuales de manera global tienen consumos menores que el segmento residencial pero que al estar repartidas en un número menor de clientes presentan una menor dispersión y un mayor consumo promedio individual.

Este comportamiento permite deducir que las acciones sobre la eficiencia y uso racional del recurso energético podrían tener alto impacto si se direccionan sobre el segmento industrial ya que concentra una alta intensidad energética en un relativamente reducido número de clientes (2,05% del total del clientes en la zona de concesión), de los cuales la mayor parte se encuentran concentrados en una misma zona geográfica como lo es la ciudad de Cuenca.

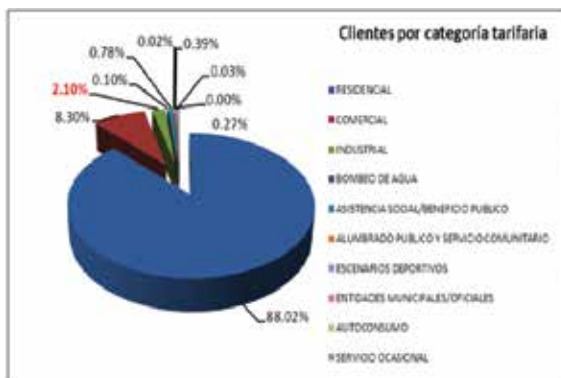


Figura 7: Número de clientes de la CENTROSUR a junio 2012

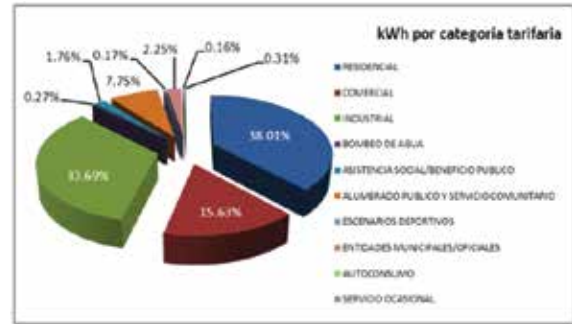


Figura 8: Consumo de energía por categoría tarifaria de la CENTROSUR a junio 2012

4. FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE PLANES DE GESTIÓN DE LA DEMANDA EN CARTOPEL

La evaluación del grado de factibilidad de aplicación de la gestión de la demanda en CARTOPEL requiere que en primera instancia se determine el porcentaje de carga y los equipos y/o maquinaria gestionables.

4.1. Carga con capacidad de gestión

Debido a la alta interdependencia de los procesos de producción de esta empresa, el patrón diario de demanda resultante presenta un estrecho margen de variación comprendido entre los 300 y 400kW. Considerando esta característica, un plan de gestión de la demanda de CARTOPEL debería considerar dos enfoques:

- Gestión de la demanda orientada hacia mejorar el uso de la energía eléctrica y reducir los costos de abastecimiento eléctrico.
- Gestión de la demanda orientada hacia la modificación del patrón de demanda eléctrica con fines de solventar restricciones de orden técnico y/o económico del sistema de distribución.

En el primer enfoque lo que se persigue es una modificación del patrón de demanda eléctrica minimizando los efectos sobre la normal producción, para alcanzar este objetivo son útiles las estrategias de desplazamiento de actividades productivas hacia rangos horarios de menor costo económico tanto de energía como potencia, así como también la mejora en la eficiencia de funcionamiento de equipos y maquinaria.

En el segundo enfoque, la modificación del patrón de demanda suele requerir de importantes disminuciones de potencia y energía en función del

requerimiento del sistema de la distribuidora, en este caso la única estrategia viable es la desconexión de carga, no obstante la gestión de demanda ayudará a determinar un orden prioritario de desconexiones tratando de salvaguardar en lo posible la capacidad productiva sin llegar a una desconexión total de la demanda de la industria.

4.1.1 Gestión para mejora de eficiencia de consumo

Se ha determinado que a través de variaciones operativas en el proceso de refinamiento y en la etapa de conversión, es posible disminuir hasta 370kW de demanda a través de las siguientes acciones:

En el proceso de refinamiento se utilizan un total de cuatro refinadores con una potencia efectiva de aproximadamente 850kW, no obstante no todos los refinadores aportan con la misma cantidad de pasta, esto debido a que dentro de la técnica de elaboración de la hoja de papel se tienen dos tipos de hojas que se juntan para crear la hoja final, estos dos tipos de hojas se denominan “Top” y “Back” con un aporte al peso final de la hoja del 30 y 70% respectivamente. En función de esta característica de fabricación y conociendo que para cada hoja se utilizan dos refinadores, es posible concluir que posiblemente para la hoja Top pueda utilizarse solamente uno de estos equipos. Los resultados de la auditoría eléctrica indican que es posible prescindir de un refinador el cual tiene una potencia efectiva de 207,10kW. En la etapa de conversión, es posible reprogramar las actividades de manera que no se desarrollen en el horario de mayor coste económico, esto es entre las horas de las 18:00 a 22:00, con esta acción se estarían retirando aproximadamente 163kW del horario pico de demanda.

4.1.2 Gestión por restricción del sistema de distribución

Del análisis de los procesos de fabricación se encontró que existe un total de carga interrumpible de aproximadamente 729,18kW, la cual puede ser prescindible sin comprometer los niveles de producción de la planta, esta carga se encuentra agrupada en los siguientes procesos y equipos:

Tabla 4: Cargas y potencia interrumpible identificada en CARTOPEL que generan un mínimo impacto sobre la producción

Proceso	Potencia efectiva total (kW)	Potencia máxima asociada al proceso (kW)	Equipos interrumpibles	Potencia interrumpible (kW)
Desfibración	841.33	850.71	Desfibrador 2	81.37
Formación, Picado, Remojo y Filtrado	850.75	848.34	Bomba vacío couch bajo	58.37
			Bomba vacío couch alto	83.83
			Bomba vacío T Top	75.25
			Pulper Pulper #1	3.16
			Bomba Pulper #4	37.59
Preparación de la Pasta	852.71	852.76	Transportador inclinado Pulper #2	3.98
			Bomba Pulper #2	11.45
			Bomba Pulper #3	26.75
			Pulper #2	21.54
			Desfibrador F1	33.34
Impulso de la Pasta	490.03	254.81	Bomba alta presión N°2	52.49
			Bomba alta presión WWT 05(1#)	11.08
			Screen Top	18.81
			Total	729.18

En función de los datos recopilados en la auditoría eléctrica, se conocen los tiempos aproximados de operación de los equipos, este dato es fundamental para determinar la potencia efectiva que se podría reducir al interrumpir su operación, la potencia efectiva de interrupción para cada equipo ha sido determinada multiplicando el porcentaje de tiempo de uso por la potencia del equipo.

Tabla 5: Determinación de las potencias interrumpibles efectivas en función del tiempo de operación aproximado

Equipos interrumpibles	Potencia interrumpible (kW)	Porcentaje aproximado de tiempo efectivo de uso	Potencia interrumpible efectiva (kW)
Desfibrador 2	81.37	100%	81.37
Bomba vacío couch bajo	58.37	100%	58.37
Bomba vacío couch alto	83.83	100%	83.83
Bomba vacío T Top	75.25	100%	75.25
Pulper Pulper #1	3.16	9.07%	0.67
Bomba Pulper #4	37.59	100%	37.59
Transportador inclinado Pulper #2	3.98	4.25%	0.29
Bomba Pulper #2	11.45	10.64%	1.64
Bomba Pulper #3	26.75	100%	26.75
Pulper #2	21.54	40.62%	10.18
Desfibrador F1	33.34	100%	33.34
Bomba alta presión N°2	52.49	59.29%	31.11
Bomba alta presión WWT 05(1#)	11.08	83.71%	10.83
Screen Top	18.81	100%	18.81

Como se observa existen cargas cuyo tiempo de operación es muy reducido por lo que en caso de requerirse una reducción de demanda, su desconexión no representaría un aporte significativo, no siendo de interés incluirlas dentro del grupo prioritario de interrupción. Para el caso de las cargas identificadas se excluyen del grupo de interrupción aquellas que tienen un porcentaje de tiempo de uso inferior al 15%, con lo cual la potencia interrumpible se reduce a 611,74kW, es decir aproximadamente el 10% de las demandas máximas de los tres últimos años.

4.2. Evaluación del efecto de gestión sobre la carga de CARTOPEL

Una evaluación del efecto que tendría la gestión de la demanda sobre CARTOPEL es posible cuantificarla únicamente para la gestión de mejora de la eficiencia de consumo ya que su efecto será permanente sobre la curva de demanda, en el caso de la gestión por restricción del sistema de distribución el efecto dependerá del rango horario y el tiempo de duración de la interrupción solicitada por la distribuidora.

4.2.1 Modificación del patrón de consumo diario

Analizando las curvas promedio se observa que los valores de demanda en los diferentes rangos horarios cambian de la siguiente forma:

Tabla 6: Reducción de los valores de demanda máxima en cada rango horario

Rango Horario	D. Máxima curva base* (kW)	D. Máxima modificada (kW)
22:00 – 08:00	4.667	4.460
08:00 – 18:00	4.552	4.345
18:00 – 22:00	4.634	4.264

La salida de operación de la etapa de conversión durante el horario pico mejora sustancialmente la relación de la demanda pico a la demanda máxima, en la tabla 7 se observan los valores de la referida relación si la medida hubiera sido adoptada desde el año 2010.

Tabla 7: Relaciones de demanda pico a demanda máxima estimadas

Año	DP/DM base	DP/DM modificada
2010	0,9928	0,9559
2011	0,9796	0,9456
2012	0,9888	0,9575

Estos valores muestran que es posible reducir la demanda pico en alrededor del 3,4%, sin embargo esto no es suficiente para evitar la penalización del 20% por demanda pico, alcanzándose solamente un ahorro por los 207kW reducidos al sacar de funcionamiento uno de los refinadores.

4.2.2 Efecto económico sobre el costo de abastecimiento de energía

La reducción de 207kW puede ser evaluada para la totalidad de tiempo de un año en función de que su eliminación es permanente al estar originada en la eliminación de uno de los equipo de refinamiento, para el caso de los 163kW de la etapa de conversión, la evaluación deberá considerar el cálculo solamente durante el horario de 18:00 a 22:00 todos los días del año. Con base en lo anterior, el efecto económico sobre el costo anual de energía para la acción de reducir 207kW se determina como:

$$RCE = 207kW * \left(\frac{HOp.A}{8760} \right) * \sum_{i=1}^4 H_i * Prc_i \quad (1)$$

En donde RCE es la reducción de costo por energía, HOp.A representa la cantidad de horas de operación anuales estimadas para el refinador que se retirará de funcionamiento, los subíndices i del 1 al 4 representan los rangos horarios de la tarifa eléctrica aplicada a esta industria, Hi la cantidad de horas anuales cada uno de los períodos horarios y Prci el correspondiente precio del kWh. Para el caso del efecto sobre el costo de la demanda, se ha realizado el producto del costo del kW por la potencia reducida, con estas consideraciones los resultados obtenidos son:

Tabla 8: Costos anuales evitados por energía y demanda con la reducción de 207kW del proceso de refinamiento

Año	Costo evitado por energía	Costos evitado por demanda	Costo Total Evitado
2010	\$ 71.777,79	\$ 13.640,14	\$ 85.417,93
2011	\$ 71.743,13	\$ 13.640,14	\$ 85.383,27
2012	\$ 71.753,55	\$ 13.640,14	\$ 85.393,69

Para la suspensión de funcionamiento de la etapa de conversión la evaluación del efecto económico se realiza únicamente para el costo anual de energía ya que su efecto sobre la demanda es nulo en razón de que la demanda máxima de CARTOPEL se presenta en el horario base, mientras que la referida suspensión se presentaría en horario pico.

Tabla 9: Costos anuales evitados por demanda con la suspensión de operación en la etapa de Conversión durante el horario pico

Año	Costo evitado por energía
2010	\$ 37.122,27
2011	\$ 38.441,92
2012	\$ 38.513,64

Los resultados muestran que con las acciones de mejora operativa sería posible tener un ahorro anual promedio de \$123.424,24, valor que es referencial ya que depende directamente de las horas de operación estimadas del refinador a retirar de servicio así como de la coincidencia con la demanda máxima mensual.

4.3. Evaluación del efecto de gestión sobre la carga de la distribuidora CENTROSUR

La gestión de la demanda de CARTOPEL indudablemente tiene un efecto sobre la demanda de energía de CENTROSUR, sin embargo en función de los resultados obtenidos se observa que este no es muy apreciable en razón de que se toma como caso de estudio tan solo a un cliente.

Modificación del patrón de consumo diario

Realizando una comparación de la demanda de CARTOPEL con la de la distribuidora se encuentra que su porcentaje de participación promedio es del 5,30%, si se recuerda que la demanda máxima de esta industria se presenta en el horario base, específicamente entre las 02:00 y las 4:15, y de que la curva diaria promedio presenta reducciones de demanda entre las 19:00 y 19:15 se determina que esta no tiene incidencia en la demanda pico de CENTROSUR. Por lo tanto el único efecto de la gestión de demanda que podría ser considerado en una evaluación económica para la distribuidora, sería la reducción por consumo de energía en los períodos en los cuales se aplique la gestión para solventar restricciones técnicas y/o económicas del sistema de distribución.



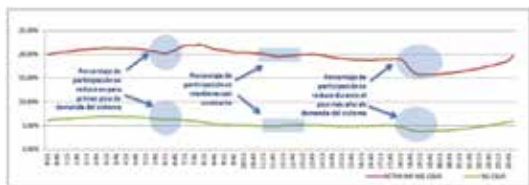


Figura 9 : Porcentajes de participación de la demanda de la subestación N°4 y de CARTOPEL en la demanda de CENTROSUR

4.3.1 Efecto económico sobre el costo de abastecimiento de energía

La gestión de 370kW tiene el carácter de ser permanente en el tiempo, lo cual resulta en una reducción de 266.400 kWh mensuales, es decir una reducción promedio del 0,39% de la demanda energética anual típica de la distribuidora, esta disminución de consumo energético, valorada a precio medio de compra da como resultado una reducción de alrededor del 0,39% de los costos totales de compra de energía.

Tabla 10: Evaluación económica de reducción de costos por compra de energía con gestión de demanda en CARTOPEL

Descripción	Año 2010	Año 2011	Año 2012
Costo Anual promedio por compra de energía (USD)	\$ 41'967.972	\$ 42'251.656	\$ 41'488.742
Reducción anual esperada en el costo de abastecimiento (USD)	\$ 171.310	\$ 163.676	\$ 152.168
Porcentaje de reducción de costos por compra de energía	0,42%	0,39%	0,37%

Los resultados de la evaluación muestran que la reducción de costos es mínima en comparación con los costos de abastecimiento de la totalidad del sistema de distribución, por otra parte es importante mencionar que el impacto económico que tendría la gestión de la demanda sobre el agente distribuidor dependerá en gran medida de los precios de la energía en el mercado mayorista y del esquema transaccional aplicado. En el caso de la gestión para solventar restricciones de abastecimiento de energía del sistema de distribución, para el cual se determinó un valor aproximado de 611,74kW en posibilidad de ser interrumpidos sin afectar mayormente el proceso productivo, la potencia total gestionada considerando la ya gestionada por mejora del proceso productivo suma un valor de casi 982kW.

Para las condiciones de déficit de energía, experimentadas durante el último trimestre del año 2009, con la carga interrumpible de CARTOPEL saliendo fuera de operación durante el período de baja carga de esta industria, esto es por un período de hasta 10 horas diarias desde las 06:00 hasta las 16:00, la reducción mensual de energía asciende hasta un

¹ El precio medio de compra es obtenido como la relación entre, el total de costos de compra en contratos regulados y mercado spot, y el total de energía consumida por el sistema de distribución. Para los años 2010, 2011 y 2012 los precios medios de compra de energía, para la CENTROSUR, fueron de 5,36, 5,12 y 4,76 ctv.USD/kWh respectivamente.

valor de 449.922kWh, esta energía valorada a precio medio de compra para los años 2009 al 2012 da una reducción promedio mensual de costos de \$23.553,42.

Tabla 11: Reducción de costos por compra de energía con la salida de operación de la carga interrumpible de CARTOPEL

Descripción	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012
Reducción promedio de costos mensuales de compra de energía (USD)	\$ 25.643,30	\$ 24.115,82	\$ 23.036,01	\$ 21.416,29
Porcentaje de reducción de costos	0,54%	0,70%	0,65%	0,62%

Los resultados económicos obtenidos muestran que el mejor escenario para la gestión de la demanda es su aplicación con miras a solventar restricciones del sistema de distribución, no obstante para que esta opción sea viable deberá tener un adecuado incentivo económico para el cliente, de forma que éste perciba los beneficios de consumir eficientemente y prescindir de cargas no esenciales en condiciones emergentes, así como también no impactar negativamente en la economía de la distribuidora.

5. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO VIGENTE

Si bien en el Ecuador no existe un marco regulatorio específico para la aplicación de la gestión de la demanda, se pueden considerar los siguientes que actualmente se encuentran vigentes:

- La regulación sobre generación emergente durante eventos de déficit de abastecimiento.
- Esquemas tarifarios horarios que establecen costos diferentes para el kWh en función de la hora a la cual se presenta el consumo de energía.

5.1. Esquema tarifario con incentivo para consumo eficiente por rango horario

La tarifa aplicada a los clientes industriales introduce señales económicas que incentivan el uso eficiente y el desplazamiento de la demanda hacia períodos que no coincidan con el de mayor requerimiento energético del sistema, las señales de incentivo, según se analizó en puntos anteriores, se basan en precios horarios para la energía y una penalización de hasta el 20% en función del factor de demanda del cliente.

La aplicación de este esquema tarifario, específicamente en lo referente al rubro de demanda, para el caso de la CENTROSUR, ha dado como resultado que en promedio aproximadamente un cuarto de los clientes industriales con demanda horaria se encuentran penalizados cada mes.

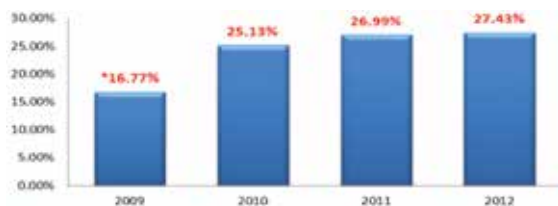


Figura 10: Porcentajes promedio de clientes penalizados por demanda

5.2. Esquemas de generación emergente para eventos de déficit de abastecimiento nacional

Durante la crisis energética experimentada en el año 2009, el CONELEC emitió la Regulación 006/09 sobre generación emergente de clientes calificados para aliviar la demanda de los sistemas de distribución, sin embargo este esquema solamente está previsto en caso de déficit de abastecimiento energético del sistema.

La condición técnica básica establecida por el CONELEC para el ingreso dentro del esquema de generación emergente es la de contar con un equipo de generación de una potencia mínima de 100 kW, así como también el poseer un sistema de medición que permitiera registrar la producción de energía. La calificación depende de un proceso de verificación e inspección de las instalaciones del generador por parte de la empresa de distribución. En el aspecto operativo, el esquema establece que la coordinación del funcionamiento de los generadores emergentes debe efectuarse en conjunto con la empresa de distribución, la cual, en este aspecto, queda libre de solicitar cuando y durante que períodos de tiempo se requiere de la generación de estos equipos, obligando a reportar al CENACE los valores proyectados de demanda autoabastecida.

5.2.1 Regulación CONELEC 006/09

Esta regulación fue emitida en noviembre del año 2009 y fue aplicada hasta el mes de febrero de 2010, luego fue derogada en el año 2010 siendo reemplazada por la CONELEC 003/10. En el ámbito comercial, esta regulación fijó en \$ 0,15/kWh la remuneración que recibiría el cliente calificado por la actividad de generación, los cuales se pagaban en forma de descuento del valor total de la factura por el servicio eléctrico del mes correspondiente, no obstante, en el cálculo de la energía consumida por el cliente se incluyó también la energía autoabastecida con el generador de emergencia. Esta forma de evaluar comercialmente la energía producida por los clientes, distorsionó la señal de incentivo económico

que se pretendía dar a los usuarios pues en realidad el precio pagado fue de \$0,0931/kWh, es decir casi un 38% inferior a lo que se mencionaba en el texto de la Regulación.

La aplicación de la Regulación CONELEC 006/09 abarcó el período comprendido entre el mes de noviembre de 2009 y el mes de febrero de 2010, durante los referidos meses la contribución de energía alcanzó los 2.110,82MWh, valor que representó un 4,77% del total de energía demandada por los clientes calificados.

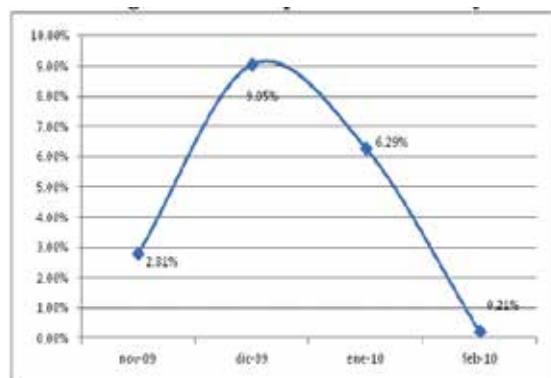


Figura 11: Porcentaje de aporte mensual de la energía autogenerada a la demanda total de los clientes calificados



Figura 12: Porcentajes de la composición del abastecimiento energético de la CENTROSUR durante el periodo de aplicación de la Regulación CONELEC 006/09

Con respecto a la composición de abastecimiento de la demanda del sistema de distribución, la energía producida por los generadores de emergencia representó en promedio el 0,91% del total de energía requerida por el sistema de distribución. La mayor parte de las compensaciones pagadas por la distribuidora correspondieron a generación de los horarios de 08:00 a 18:00 y 22:00 a 08:00, observándose porcentajes superiores al 80% entre los dos períodos.

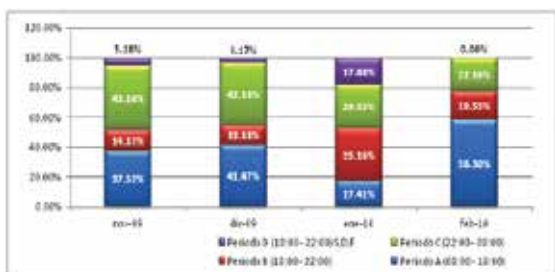


Figura 13: Composición porcentual de los costos por generación emergente pagada por la distribuidora a los clientes calificados, en función del rango horario de generación.

El hecho de que los costos disminuyeran para el período pico (18:00 a 22:00) y consecuentemente la generación, tiene relación con el hecho de que la tarifa más alta se tenga para este horario, si bien podría pensarse que el autoabastecerse durante el período donde la energía es más cara sería la mejor estrategia por parte de los clientes, debido al esquema comercial de la Regulación, la energía generada en hora pico también se incluiría como energía provista por la distribuidora y por lo tanto sería tarifada en la planilla eléctrica al más alto costo, por este motivo es que la generación y los costos disminuyen en este período.

El único mes en el cual se observar un cambio en este comportamiento es en el mes de enero situación que corresponde con el más alto aporte de la generación de Continental Tire Andina al ser el único con capacidad de generación sincronizada con el sistema de distribución y de forma más continua que el resto de clientes. Si bien el incentivo económico para que los clientes se autoabastezcan, estableció un precio de \$0,15/kWh, debido al esquema comercial de la Regulación, el precio real promedio reconocido terminó siendo de \$0,0931/kWh, si se compara este valor con los precios promedio pagados a la generación térmica durante el período de crisis, se observa que en realidad este no fue un incentivo eficaz y en términos generales pudo incluso generar pérdidas económicas para los clientes.

Tabla 12: Precios medios reales pagados por la autogeneración emergente

Mes	Energía Generada (kWh)	Costo real (\$) ³²	Precio medio (ctv./kWh)
Nov-09	202.690	\$ 18.846,84	9,29
Dic-09	1'094.164	\$ 103.288,82	9,44
Ene-10	787.353	\$ 72.000,20	9,14
Feb-10	26.609	\$ 2.400,46	9,02
Precio medio total			9,31

Tabla 13: Precios medios en centavos de dólar por kWh de la generación térmica en el mercado eléctrico mayorista

Generador	Nov.2009	Dic.2009	Ene.2010	Feb.2010	Promedio
Termoesmeraldas	5,01	4,98	5,10	5,43	5,13
Electroguayas	7,25	7,46	7,42	6,95	7,27
Termopichincha	9,86	11,23	9,07	11,48	10,41
Electroquil	11,01	10,78	11,02	12,11	11,23
Generoca	8,62	8,59	8,59	8,97	8,69
Termoguayas	7,80	7,77	7,79	8,10	7,88
Lafarge Cementos	5,87	5,62	5,63	5,65	5,69
Machala Power	6,89	7,07	6,88	7,38	7,06
Intervisa Trade	9,98	10,63	11,65	11,15	10,90
Promedio	8,03	8,26	8,10	8,58	8,25

Como se puede apreciar en las tablas precedentes, el precio unitario del kWh autogenerado fue en promedio apenas superior al precio del kWh generado por un productor térmico (1,06ctv./kWh), si se considera que el enfoque comercial y de negocio de un cliente industrial y/o comercial no gira en torno a la producción eléctrica, es posible deducir que el precio fue insuficiente para compensar los costos de operación y mantenimiento de unidades que no se encuentran diseñadas para producción continua.

5.2.2 Regulación CONELEC 003/10

La Regulación 003/10 “Operación Técnica – Comercial de Grupos Electrogénos de Emergencia en Períodos de Déficit y/o Racionamiento de Energía Eléctrica” en lo referente a los objetivos, requisitos técnicos, procedimientos de calificación y operación, establece similares condiciones y características que la 006/09, sin embargo introduce cambios sustanciales en la liquidación comercial de la energía generada con los grupos de emergencia, entre los cuales se pueden mencionar:

- Establecimiento del concepto de Factor de Operatividad.
- Establecimiento de dos precios para la generación eléctrica de emergencia.
- Procedimiento para liquidación comercial en períodos atípicos de facturación.
- Procedimiento para la liquidación comercial de la generación de consumos propios de agentes autogeneradores y generación emergente de agentes generadores calificados por el CONELEC.

En contraparte, la similitud que comparten las dos regulaciones en el tema comercial, radica en la conservación de la característica de sumar la energía generada a la energía suministrada por la distribuidora para efectos de facturación.

El factor de operatividad establece una tasa o porcentaje de funcionamiento del grupo electrógeno comparado con un horizonte de tiempo que se asume de un mes, se tienen dos tipos de factores:

$$\begin{aligned} F_{Om} &= H_r/H_t \\ F_O &= H_{op}/H_t \end{aligned} \quad (2)$$

En donde:

F_{Om}: Factor de operatividad mínimo

F_O: Factor de operatividad real

H_r: Cantidad de horas de racionamiento que afecten al cliente calificado durante un mes o período de facturación

H_{op}: Cantidad de horas reales de funcionamiento del grupo electrógeno durante un mes o período de facturación

H_t: Cantidad de horas totales del mes o período de facturación

La nueva forma de liquidación comercial, establece dos valoraciones económicas diferentes para la energía producida en función de si la producción del grupo electrógeno excedió o no el factor de operatividad mínimo, los precios establecidos se determinan como:

$$\begin{aligned} \text{PEGEE1} &= CO \& M + Cc & \quad F_O \leq F_{Om} \\ \text{PEGEE2} &= \text{PEGEE1} * (1 + M) & \quad F_O > F_{Om} \end{aligned} \quad (3)$$

En donde:

PEGEE: Precio de energía generada por grupos electrógenos de emergencia.

CO&M: Costo de operación y mantenimiento, excepto combustible, en (cUSD/kWh), se considera el precio promedio que facturan por el servicio empresas especializadas en el mercado local para el generador tipo.

Cc: Costo de combustible a precio de mercado local incluido el transporte (cUSD/kWh)

M: Margen adicional determinado por el CONELEC, de acuerdo al costo de oportunidad del mercado eléctrico, revisado por el regulador anualmente. (Adimensional < 1).

Con base en el factor de operatividad la liquidación comercial de la energía generada por el grupo electrógeno es de dos tipos:

$$L = M2 * \text{PEGEE1} \quad \text{si } F_O \leq F_{Om}$$

$$\begin{aligned} L &= (M2 * F_{Om} * \text{PEGEE1}) \\ &+ [M2 * (F_O - F_{Om}) \\ &* \text{PEGEE2}] \quad \text{si } F_O > F_{Om} \end{aligned} \quad (4)$$

En donde:

L: Liquidación de la energía del período correspondiente

M2: Energía producida por el grupo electrógeno

Como se puede observar, el esquema comercial establecido hace que la valoración económica de la energía producida por el grupo electrógeno de emergencia del cliente calificado dependa en gran medida del factor de operatividad (F_O), sin embargo analizando los posibles escenarios de producción para un cliente se tiene:

Escenario 1: Cliente genera solamente durante las horas de racionamiento, es decir el F_O es menor o igual a F_{Om}.

Escenario 2: Cliente genera durante más horas que la duración de los períodos de racionamiento, es decir F_O es mayor que F_{Om}.

Para el escenario 1 se tendría:

$$L_{real} = (M2 * \text{PEGEE1}) - (M2 * Th) \quad (5)$$

En donde L_{real} es la valoración económica real del kWh generado considerando el hecho de que esta energía tiene que sumarse al consumo energético suministrado por la distribuidora y por lo tanto se valora a la tarifa regulada vigente (Th).

Mientras que para el escenario 2:

$$\begin{aligned} F_{Om} &< 1 \\ F_O &< 1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_{real} &= (M2 * F_{Om} * \text{PEGEE1}) \\ &+ [M2 * (F_O - F_{Om}) * \text{PEGEE2}] \\ &- (M2 * Th) \end{aligned} \quad (6)$$

Expresión en la cual se observa que la valoración de la energía al precio PEGEE1 se ve penalizada al multiplicarse por F_{Om}, este factor de operatividad, de acuerdo a su expresión de cálculo siempre será un valor decimal inferior a la unidad. En el caso de la energía valorada a PEGEE2 la penalización es aún mayor al multiplicarse por la diferencia de F_O y F_{Om} siendo ambos factores de operatividad número decimales inferiores a la unidad.

En razón de lo analizado se observa que la regulación penaliza la valoración de la energía generada por el cliente si éste produce más allá de las horas de racionamiento, en otras palabras no incentiva

la participación de los clientes para autoabastecerse en condiciones de déficit de energía del sistema, sino que hace exactamente lo opuesto.

Hasta la fecha las condiciones operativas del sistema nacional no han requerido la activación del esquema propuesto por la regulación 003/10, sin embargo por la forma de valoración económica, el incentivo para el cliente depende del precio PEGEE1 fijado por el CONELEC, el cual para el año 2010 fue establecido en 15ctv.USD/kWh.

Si actualmente el sistema requiriese la activación de la regulación 003/10, se estima que el precio PEGEE1 no superaría los 10ctv.USD/kWh ya que los costos variables de producción de las unidades tipo motor de combustión interna con diesel actualmente disponibles en el mercado eléctrico mayorista del Ecuador, muestran un valor promedio de 8,026ctv. USD por kWh, valor que, de acuerdo a la regulación CONELEC 003/03 incluye los costos de adquisición y transporte de combustible.

6. PROPUESTAS Y RECOMENDACIONES DESDE LA PERSPECTIVA REGULATORIA

Los resultados obtenidos del análisis de la demanda de CARTOPEL, la gestión de demanda propuesta en el presente trabajo y el análisis realizado de las regulaciones vigentes en el Ecuador relacionadas con la temática expuesta; permiten deducir dos condiciones fundamentales que posibilitarían una correcta implementación de la gestión de la demanda en el país:

- a) Contar con un instrumento regulatorio que permita explotar la capacidad gestionable de la demanda de energía eléctrica del sector industrial, el cual establezca las condiciones técnicas y comerciales de aplicación.
- b) Reestructurar los incentivos tarifarios vigentes para el sector industrial, así como también la actual Regulación sobre generación emergente para períodos de déficit y/o racionamiento eléctrico.

6.1. Consideraciones para una Regulación sobre Gestión de Demanda y Generación Emergente para períodos de déficit de abastecimiento

La elaboración de una Regulación sobre GD debe partir de un profundo y consciente análisis del consumo de energía que hacen las grandes industrias en el país, el cual permita plasmar en el documento final herramientas técnicas y comerciales efectivas que incentiven un mejor y más inteligente consumo

de energía y así aprovechar un potencial recurso que hasta ahora no ha sido considerado en la operación de los sistemas de distribución. No obstante lo anterior, se cree que el instrumento regulatorio sobre GD debería considerar como aspectos básicos los siguientes:

6.1.1 Condiciones y características de la demanda

No en todos los casos, la aplicación de la GD será conveniente desde las perspectivas técnicas y comerciales de la distribuidora y del cliente, esto en primera instancia orienta el trabajo regulatorio hacia las características que debe cumplir un cliente industrial para ser incluido en esquemas de GD, las cuales deberían como mínimo considerar:

- La demanda media mensual o anual de potencia y energía.
- La forma y variación de la curva promedio de demanda diaria.
- Para esto es indispensable contar con un sistema de medición que posibilite obtener los datos de consumo de energía totales del cliente industrial con suficiente grado de resolución y precisión. La experiencia del presente estudio indica que es adecuado tener registros cuarto-horarios de consumos de energía activa y reactiva de los últimos tres años para con estos datos obtener las curvas promedio de demanda diaria así como la duración anual de carga, esto permite visualizar el patrón típico de consumo, el rango de variación de demanda y las posibilidades de gestionar carga.

6.1.2 Aspectos técnicos de aplicación

La aplicación de la gestión de la demanda industrial debería abordar:

- La definición de una metodología para la ejecución de auditorías eléctricas.
- La tecnología de medición, supervisión y monitoreo.
- El diseño de la metodología permitirá sistematizar el levantamiento, consolidación y análisis de la información de las cargas y del proceso productivo, con el objetivo de determinar, con suficiente grado de aproximación, el balance energético de la planta y con ello establecer los procesos de producción y las cargas que forman parte del porcentaje gestionable de demanda que no incide, o que afecta mínimamente, la producción de la industria. Del estudio aplicado a CARTOPEL se puede extraer que un aspecto clave que aporta exactitud y eficacia a la elaboración del balance energético es contar

con los registros de las mediciones de voltaje, corriente y potencia en los principales cuadros eléctricos y/o en las diferentes cargas y etapas del proceso productivo; mientras mayor sea la base de datos de mediciones mayor será el grado de exactitud y más eficaces las decisiones y acciones de gestión a implementarse.

- Dentro del contexto de aplicación efectiva de la GD, el aspecto de tecnología de medición, supervisión y monitoreo se vuelve esencial en razón de que su efectividad como recurso en la operación del sistema de distribución radicarán en la capacidad de medir y cuantificar exactamente las reducciones de demanda solicitadas por la distribuidora al cliente, este aspecto en la actualidad puede ser solventado con la definición de los requerimientos de: cantidad de canales de medición, precisión, medios de comunicación, tipos de reportes y medios de almacenamiento de la información. Estos temas pueden ser cubiertos a través de la implementación de sistemas AMR o AMI y la visualización de la información de los medidores en el SCADA del centro de control de la distribuidora.
- Aspectos comerciales y remunerativos
- El análisis de la aplicación del esquema de generación emergente durante la crisis energética del año 2009 determinó que la remuneración económica recibida por los clientes calificados llegó a ser insuficiente para compensar los costos incurridos por la actividad de autogeneración. La aplicación de la GD como recurso en casos de restricción de abastecimiento energético, puede ser más efectiva para la distribuidora y más rentable para el cliente, esto en base a los resultados obtenidos de la evaluación realizada a la gestión con CARTOPEL en los cuales se determinó que la energía reducida con GD es comparable a la energía autogenerada por varios clientes calificados durante el período de crisis energética, con esto es plenamente viable que el regulador remunere este servicio al cliente.
- Con base en lo anterior es posible definir que la Regulación de GD deberá establecer parámetros para:
- Tratamiento de los costos de implementación de la GD, los cuales podrían ser cubiertos tanto por el cliente como por la distribuidora, tentativamente podría definirse que la auditoría tenga que ser pagada por el cliente,

mientras que la implementación del sistema de control, supervisión y monitoreo por parte de la distribuidora.

- Reducción tarifaria durante un período de tiempo fijo, con el objeto de incentivar al cliente industrial a ser considerado dentro del esquema de GD.
- Remuneración de la actividad de GD para el cliente en la fase de activación, podrían ser analizados los esquemas de remuneración a precio fijo por kWh interrumpido, de forma similar a la establecida en la Regulación CONELEC 003/10, o también a precio marginal horario del mercado mayorista.
- Posibilitar la recuperación por parte de la distribuidora, de los costos de implementación de la GD como por ejemplo el sistema de medición, supervisión y monitoreo, así como también el incentivo tarifario, dentro de las cuentas de reposición e instalación de nuevos medidores y déficit tarifario respectivamente.

6.2. Reformulación del factor de corrección por demanda

La metodología actualmente aplicada para la determinación del factor de corrección por demanda para los clientes industriales con demanda horaria en media tensión, penaliza con un 20% de recargo económico si la relación entre demanda pico y máxima tiene un valor superior a 0,9, esta forma de cálculo incentiva el desplazamiento de la demanda hacia períodos horarios fuera de las horas pico del sistema (18:00 a 22:00), sin embargo esta metodología no puede ser aplicada a todos los clientes en razón de que su efectividad depende en gran medida de la forma que tenga la curva de carga típica del proceso productivo de la industria.

La forma de cálculo del factor de corrección por demanda ha dado como resultado, para el caso de CENTROSUR, que casi un tercio del total de clientes industriales con demanda horaria en media tensión no sean capaces de modificar su curva de demanda, esta cantidad casi no ha variado a lo largo de los últimos tres años lo que demuestra que para ellos no es posible por condiciones técnicas y/o económicas modificar su patrón de consumo eléctrico. Es por lo tanto indispensable que el organismo regulador rediseñe esta metodología de forma que incluya parámetros técnicos sobre el tipo de industria y consumo de energía que requiere para ejecutar sus procesos de producción.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La gestión de demanda sobre la carga de CARTOPEL es posible, sin embargo se ve fuertemente afectada por la forma del patrón de consumo que tiene el proceso productivo, los resultados del presente estudio muestran que las cargas con posibilidades de gestión suman alrededor de 982kW, valor que en comparación con la demanda máxima del sistema de distribución puede ser insignificante. Resultados más significativos podrían ser alcanzados si el esquema de gestión es aplicado en mayor cantidad de usuarios industriales que presenten un mayor potencial de carga gestionable.
- La aplicación de la gestión de demanda en el sector industrial requiere de un esquema regulatorio claro y específico que establezca las condiciones técnicas y comerciales de implementación. La normativa nacional sobre implementación de planes de GD debería estar orientada hacia el uso eficiente de la energía por parte del cliente, y a su ejecución como recurso energético en condiciones de crisis de abastecimiento por parte de la distribuidora.
- La evaluación de la potencial reducción de carga y su impacto económico tomó como base los históricos de demanda de la industria y de la distribuidora para caracterizar el patrón diario de consumo, sin embargo la evaluación de la aplicación real de un esquema de GD debe contemplar la instalación de sistemas de medición inteligente con capacidad de adquisición remota de los datos de consumo de energía del cliente, esto es indispensable con el objeto de monitorear y realizar una evaluación técnica y económica exacta.
- La GD y sus potenciales resultados de aplicación muestran que puede ser mucho más efectiva que los esquemas de generación emergente para satisfacer condiciones de déficit y/o racionamiento de energía, el presente estudio muestra que la potencia con capacidad de interrupción, para el caso de CARTOPEL, “produce” una energía de 449.922kWh mensuales calculados para un tiempo de desconexión medio diario de 10 horas; esta reducción de energía comparada con la energía generada por todos los clientes durante el mes de mayor contribución de los generadores emergentes representa el 58,88%, este resultado indica que un solo cliente con un adecuado plan de GD tiene el potencial de generar ahorros comparables que los obtenidos al aplicar la generación de emergencia.
- Las estadísticas de la demanda y de los clientes atendidos por la distribuidora muestran que aproximadamente un tercio de la demanda de energía es de responsabilidad del segmento industrial, este tipo de clientes representa apenas el 2% del total de clientes de la distribuidora, el 90% de la energía del segmento industrial se concentra en 590 clientes, estos datos justifican la consideración y análisis de la GD como un recurso energético con el potencial de constituirse en apoyo eficaz al sistema de distribución para solventar problemas de abastecimiento ya que un efecto apreciable podría ser alcanzado trabajando con un número muy reducido de clientes.
- La regulación vigente sobre la Operación de Grupos Electrónicos de Emergencia (CONELEC 003/10) es la única que incentiva la modificación del patrón de consumo de energía de los clientes industriales durante períodos de déficit y/o racionamiento energético, sin embargo el mecanismo de cálculo de la compensación económica para el cliente en lugar de incentivar esta actividad termina por penalizarla. Para que su aplicación sea efectiva en su propósito de convertir a la demanda industrial en un efectivo recurso en situaciones de contingencia del sistema eléctrico, es indispensable que su forma de cálculo sea revisada en su totalidad.
- Para que la aplicación de la GD sea efectiva es necesario que se flexibilice el cálculo del factor de corrección por demanda para los clientes industriales y que se incluya la variable del tipo de demanda o patrón de consumo en su determinación.
- La principal barrera que dificulta la aplicación de la gestión de la demanda es la ausencia de un marco regulatorio que la conciba como un efectivo recurso energético del sistema eléctrico,
- La evaluación de la GD para el caso del cliente CARTOPEL muestran que ésta puede ser tan o más eficiente que la generación de emergencia para escenarios de contingencia, por ello se recomienda que la operación de grupos electrónicos de emergencia sea incluida como una forma de alcanzar los porcentaje de GD solicitados en un determinado momento por la distribuidora o por el operador del sistema, es decir que sea el cliente quien determine si mediante la autogeneración puede reducir aún más su curva de demanda en función de lo requerido por el sistema y así alcanzar mayores proporciones de compensación por gestión de demanda.
- Es recomendable que la introducción de la gestión de la demanda en el país, comience con un proceso de concientización y socialización

con los clientes industriales, este proceso debe ser liderado por el organismo regulador así como por las distribuidoras dentro de su zona de concesión.

- Se recomienda la implementación de proyectos piloto como una forma de incentivar la participación del segmento industrial, estos proyectos permitirán tanto al regulador como a la distribuidora hacer evaluaciones preliminares y comparar los resultados con las expectativas iniciales del proyecto, estos pilotos deberán incluir clientes de gran demanda de energía.
- Para que la implementación de la GD sea efectiva, un aspecto de suma importancia lo constituyen la medición, resolución, adquisición y análisis de los datos de demanda eléctrica del “cliente gestionable”, por esto se recomienda que la información se encuentre disponible en tiempo real tanto para la distribuidora como para el usuario, esta característica del sistema permitirá evaluar técnica y económicamente el impacto de la GD solicitada a los clientes además de brindar al usuario la posibilidad de controlar sus consumos de energía así como el costo económico de su abastecimiento energético.
- El requerimiento de contar con equipos de medición de una precisión y resolución elevadas para la aplicación de la GD, hace recomendable que se vaya considerando la opción de migrar desde la tarifa fija por período horario hacia tarifas horarias que reflejen efectivamente el costo de la energía, con esto se lograría que la demanda eléctrica al fin sea flexible ante los precios de la oferta, con lo cual se podría alcanzar un uso más eficiente de energía por parte de los consumidores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] TASK VIII: DEMAND-SIDE BIDDING IN A COMPETITIVE ELECTRICITY MARKET, “A Practical Guide to Demand-Side Bidding”, International Energy Agency Demand-Side Management Programme, United Kingdom. 2003, www.ieadsm.org
- [2] DG DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINAS, “Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica”, Comunidad de Madrid, 2007, www.madrid.org
- [3] FARUQUA. / HLEDIK R. / WIKLER G. / GHOSH D. / PRIJYANONDA J. / DAYAL N., “Bringing Demand-Side Management to the Kingdom of Saudi Arabia –Final Report”, The Brattle Group Inc., 2011.
- [4] MAURER L., “Tariff Schemes to Foster Demand Response (DR)=Energy Efficiency (EE) and Demand Side Management (DSM)”, Presentation for “International Seminar on Electricity Tariff Structure”, Brazilian Electricity Regulatory Agency, Brasilia, June 2009.
- [5] KÄRKKÄINEN S., “DSM Experiences in Nordic Countries”, Presentation for “TAIEX Workshop on Demand Side Management in Energy Efficiency”, Technical Assistance Information Exchange Instrument (TAIEX), European Commission, Ankara, November 2007.
- [6] LEE S. / LEE HC. / YOO TH. / NOH JW. / NA YJ. / PARK JK. / MOON SI. / YOON YT., “Demand Response Prospect in the South Korean Power System”, Korea Electr. Eng. & Sci. Res. Inst. (KESRI), IEEE -Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, 2010.
- [7] VINTIMILLA, PALADINES, “Auditoria Eléctrica a la Fábrica de Cartones Nacionales CARTOPEL S.A.I.”, Tesis de grado Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2012.
- [8] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación 2009-2020”, Dirección Ejecutiva CONELEC, Quito – Ecuador, 2009.
- [9] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CONELEC, “Análisis de Costos para las Empresas Eléctricas Sujetas a Regulación de Precios”, Dirección de Tarifas CONELEC, Quito – Ecuador, marzo 2011.
- [10] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CONELEC, “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano Año 2008”, Dirección Ejecutiva Interina CONELEC, Quito – Ecuador, abril 2009.
- [11] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CONELEC, “Regulación CONELEC 006/09 –Generación de Emergencia”, Dirección Ejecutiva CONELEC, Quito – Ecuador, 2009.
- [12] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CONELEC, “Regulación CONELEC 003/10 –Operación Técnica-Comercial de Grupos Electrónicos de Emergencia en Períodos de Déficit y/o Racionamiento”, Dirección Ejecutiva CONELEC, Quito – Ecuador, 2010.

[13] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
–CONELEC, “Pliego Tarifario para Empresas
Eléctricas, Año 2012”, Dirección de Tarifas
CONELEC, Quito – Ecuador, 2011.



Pablo Méndez Santos.- Nació en Cuenca en 1979. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana en 2004 y el título de Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad de Cuenca en 2013. Actualmente se encuentra laborando en la Dirección de Comercialización de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur en el área de Mercado Eléctrico y Grandes Clientes y es docente de la carrera de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana de Cuenca.