



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

ANÁLISIS DE LAS RESTRICCIONES EN EL SIN

DOCUMENTO CREG-078
16 de noviembre de 2012

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

50

TABLA DE CONTENIDO

1. Introducción	10
2. Antecedentes	10
3. Análisis de las restricciones	12
3.1 Manejo de las restricciones	13
3.1.1 En el proceso de la operación	13
3.1.2 En el proceso de la planeación	13
3.2 Análisis comparativo de los criterios y herramientas empleadas en operación y planeación para identificar restricciones	13
4. Análisis de la situación actual de las restricciones	15
4.1 Magnitud y costo de las restricciones	16
4.2 Análisis por componente	17
5. Análisis de los eventos de indisponibilidad y límites en el SIN	20
6. Dispositivos flexibles de almacenamiento de energía como alternativas en la mitigación de restricciones	22
6.1 Dae vs usos	22
6.2 Experiencias internacionales acerca de los DAE	23
6.3 Costos de inversión y operación de los DAE	23
6.4 Mitigación de restricciones para el caso colombiano: compensación reactiva ..	25
6.4.1 Restricciones en el área caribe	25
6.4.2 Restricciones en el área oriental	27
7. Recomendaciones	28
8. Referencias	28

ANÁLISIS DE LAS RESTRICCIONES EN EL SIN

1. INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en cumplimiento de sus funciones legales y según lo planeado en la agenda regulatoria para el año 2012, analiza y evalúa la situación actual de las restricciones en el mercado de electricidad y propone alternativas para mitigar los costos de operación de las principales causas de la generación de seguridad.

2. ANTECEDENTES

Las restricciones son definidas como limitaciones que se presentan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las cuales tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica. Así mismo, en la aplicación de criterios para la operación confiable y segura del SIN, pueden presentarse restricciones.

La regulación (Resolución CREG 024-025/1995 y 062/2000), prevé una coordinación por parte de XM (operador y administrador del MEM) y de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para el análisis de las restricciones en el SIN. Para lo cual, XM realiza análisis eléctricos y energéticos basados en criterios dados por la CREG; mientras que la UPME, además de las resoluciones mencionadas, realiza análisis eléctricos y energéticos basados en criterios dados por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución MME 181313 de 2002. La coordinación radica en que XM trimestral y semestralmente realiza informes de las restricciones, los cuales contienen recomendaciones para su eliminación en las áreas operativas del SIN. Por su parte, la UPME, basados en sus criterios y análisis, toma en cuenta las recomendaciones de XM y las de los Operadores de Red (ORs), para proponer finalmente los planes de expansión de referencia del sistema de transmisión nacional en donde se definen las obras a adelantar.

Los criterios de operación y planeación de XM y la UPME presentan diferencias (este aspecto se discutirá en una sección posterior). Para la coordinación de la eliminación de restricciones esto tiene efectos negativos de mediano plazo, representado en proyectos y/o acciones que si bien permiten definir redes robustas para las expectativas de largo plazo, para el inmediato futuro no tienen la oportunidad y flexibilidad necesaria para mitigar las restricciones a costos razonables, sin necesidad de recurrir a generación de seguridad con combustibles costosos.

Por otra parte, en el taller sobre el cálculo de la generación de seguridad (26 y 27 de julio de 2012), adelantado por el operador del mercado (XM S.A. E.S.P.), se evidenció que las restricciones al interior de los ORs impactan directamente el comportamiento de las restricciones a nivel de STN, sin llegar a constituirse en los costos más representativos como se presenta adelante según información histórica. Un correcto análisis de los planes de expansión al interior de los ORs son herramientas que pueden mejorar la coordinación entre la operación y el planeamiento, con miras a la mitigación de las restricciones. Este documento revisa las situaciones mencionadas antes.

El precio unitario de las restricciones cuantificado en \$/kWh, es decir, el costo de la generación de seguridad requerida para aliviar restricciones por la demanda real de energía, ha aumentado respecto a periodos anteriores. En la figura 1 se muestra el comportamiento del precio de las restricciones.



Figura 1. Comportamiento de las restricciones en \$/kWh desde el año 2000

En la figura 1 se puede observar que el comportamiento de las restricciones después de la entrada de la Resolución CREG 034 de 2001 ha tenido un comportamiento que oscila en promedio a \$7/kWh (ver periodo entre los años 2002 y 2006). Con la entrada de proyectos de transmisión a nivel de 230 kV y 500 kV entre el 2006 y 2007 (proyectos para reforzar la transferencia de energía de la zona centro a la zona norte), disminuyeron el costo unitario de las restricciones durante el 2007 a \$2.5/kWh. No obstante, durante el 2008 vuelven a subir, y entre el año 2009 y el 2010 se presenta un pico (\$19/kWh), coincidente con el fenómeno del Niño. Durante el periodo mencionado antes, se presenta el pico de la generación térmica con líquidos (ver figura 2). El pico más alto del costo unitario de restricciones se presenta hacia finales del 2011 y principios del 2012 por CAOP en elecciones (\$25/kWh). Cabe resaltar que luego de la ocurrencia de este pico, se presenta un evento con el gasoducto de Promigas al norte del país, lo que ocasionó una interrupción en el suministro de gas natural. Se presenta otro CAOP por la cumbre de Las Américas en abril de este año, representado por el último pico del costo unitario de restricciones (\$17/kWh).

CS

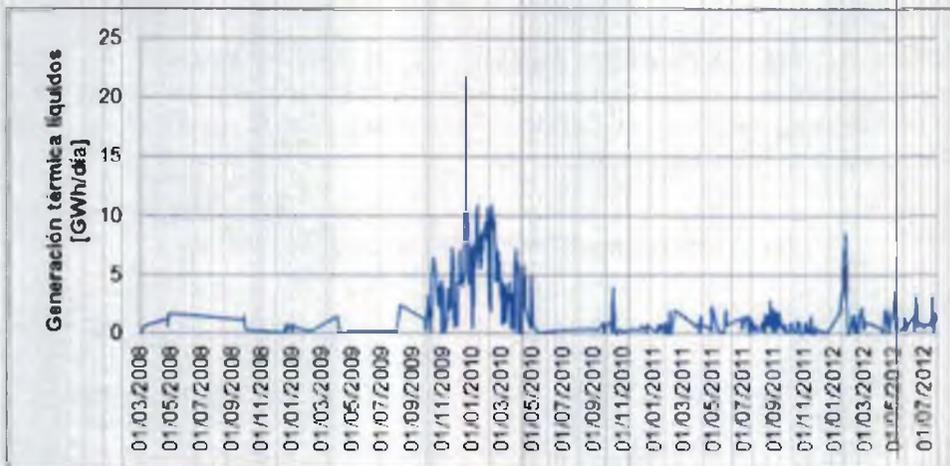


Figura 2. Generación térmica con fuel oil y ACPM

Aun así las causas mencionadas antes, el costo de las restricciones para ciertos periodos es alto si se compara con el costo de la transmisión de energía (ver figura 3).

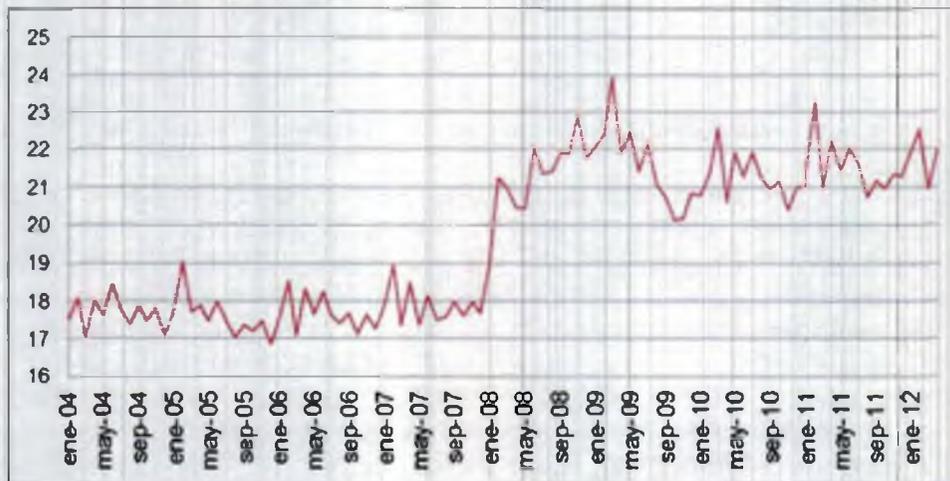


Figura 3. Cargo T [\$/kWh]

3. ANÁLISIS DE LAS RESTRICCIONES

Las restricciones gravitan alrededor de tres ejes principalmente. El primero es el análisis de la operación, el cual se encarga de la identificación y clasificación de las restricciones. El segundo, es la cuantificación de las restricciones, esto es, su remuneración y asignación entre los agentes de todo el SIN. Estos dos últimos son realizados por XM. Tercero, se encuentran los análisis de la UPME, la cual se encarga, entre otras, del cálculo de los beneficios de cada proyecto que identifica en sus análisis y los propuestos por el área de planeación de XM para eliminar restricciones. Son los criterios de operación y planeación los que ayudan a armonizar y coordinar estos tres ejes.

Adicionalmente a estos tres ejes, aparecen otros dos ejes correspondientes a: (1) los acuerdos realizados al interior del Consejo Nacional de Operación (CNO) y (2) las

CE

indisponibilidades en la infraestructura energética debido a atentados terroristas y eventos externos a la operación del sistema. El CNO está conformado por representantes del mercado mayorista de electricidad y tiene como función, según la Ley 143 de 1994, acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sea segura, confiable y económica, y ser el ejecutor del reglamento de operación. Dichos acuerdos, por ende, tienen parte de responsabilidad en asegurar el mejor desempeño del SIN. Por otro lado, las condiciones críticas de seguridad hace que la operación del SIN se torne menos segura, confiable y económica, por tanto incide directamente en un aumento del costo de las restricciones, dado que no se cuentan con mecanismos alternos flexibles para mitigar el aumento del costo de las restricciones.

3.1 MANEJO DE LAS RESTRICCIONES

3.1.1 En el proceso de la operación

Mediante herramientas computacionales de flujos de carga y estudios de estabilidad, el CND dentro de los análisis del despacho eléctrico, en conjunto con el programa de despacho energético e información de la disponibilidad de los elementos que componen todo el SIN, identifica todos los días la generación de seguridad necesaria en las áreas de operación para aliviar restricciones (ver anexo 2 de la Resolución CREG 062 de 2000).

Adicionalmente, el CND realiza trimestralmente análisis de tipo eléctrico para los informes de mediano plazo, así como análisis semestrales para los informes de largo plazo sobre restricciones. Los informes sobre restricciones contienen información sobre el área de ocurrencia de las mismas, el impacto en la operación o en demanda que conllevaría la no atención de las mismas, las recomendaciones de mediano plazo y las recomendaciones estructurales de largo plazo. Estos informes tienen como objetivo dar alternativas de proyectos a la UPME para los procesos en los planes de expansión de la transmisión.

3.1.2 En el proceso de la planeación

Para todas las restricciones que informa el CND en sus informes, más los enviados por los Operadores de Red (ORs), la UPME realiza una serie de análisis. En primer lugar, calcula los beneficios de cada proyecto recomendado para aliviar restricciones. Lo anterior es cuantificado como la energía a reconciliar si no se tuviera el proyecto, multiplicado por el sobre costo en la operación. En segundo lugar, los beneficios de cada proyecto son evaluados según la utilidad del mismo, el cual se calcula como la probabilidad que exista un despacho menor a la generación requerida sin el proyecto pero mayor a un escenario de despacho con generación requerida teniendo en cuenta el proyecto. En otras palabras, evaluar la probabilidad de reducción de la generación mínima requerida con la entrada del proyecto. La decisión de poner en marcha un proyecto de expansión depende si la relación beneficio del proyecto y su costo es superior a un valor estipulado por la UPME.

3.2 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS CRITERIOS Y HERRAMIENTAS EMPLEADAS EN OPERACIÓN Y PLANEACIÓN PARA IDENTIFICAR RESTRICCIONES

Los criterios para que la UPME elabore los planes de expansión del SIN, según la Resolución MME 181313 de 2002 y la Resolución CREG 025 de 1995 deben: (1) ser

flexibles en el mediano y largo plazo, (2) cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad, (3) ser técnica, económica y ambientalmente posibles, (4) satisfacer la demanda de una manera eficiente y (5) minimizar los costos de inversión, los costos operativos y las pérdidas del sistema.

Además de los criterios mencionados antes, el CND por medio de las Resoluciones CREG 024-024 de 1995 y 062 de 2000, establece los criterios de planeación y operación de corto plazo de las sub áreas y áreas operativas del SIN. Estos criterios son procedimientos estándares para la identificación de restricciones, los cuales son: (1) cálculo de la disponibilidad probabilística de los subsistemas eléctricos, (2) cálculo de la probabilidad esperada de falla de los subsistemas eléctricos a nivel de STN y (3) el cálculo de las generaciones de seguridad (ver anexo 2 de la Resolución en mención).

En la tabla 2 es presentado un análisis comparativo de los criterios empleados tanto por el CND como por la UPME.

Tabla 1. Comparación criterios y/o herramientas para identificar y cuantificar restricciones

Criterios y/o herramientas de análisis	Planeador (UPME)	Operador (CND)
Confiabilidad	Contingencia n-1 con red completa	Contingencia n-1 con red disponible
Probabilidades de aislamiento de las áreas	De acuerdo con la historia	Criterios definidos CNO 389 (este criterio ya no se encuentra vigente)
Deslaste de carga	No aplica	Identificados pero no utilizado
Hidrologías	Generación sintética MPODE	Según sub comité de hidrología
Función objetivo para las recomendaciones	Escenarios probabilísticos Minimización de costos de inversión, costos de operación y pérdidas.	Escenarios con información real posible. Modelo basado en costos.
Recursos para mitigar restricciones	<ul style="list-style-type: none"> - Líneas de transmisión. - Compensación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Generación de seguridad. - Reconfiguración (circuitos, elementos existentes del

55

- Nueva generación	SIN, mov. TAPs).
	- Dispositivos flexibles: condensadores y SVCs.
	- Deslastre de carga.

En cuanto a la confiabilidad mencionada en la tabla 1, la diferencia entre XM y UPME radica en que el primero realiza las contingencias a la red que se encuentre disponible, es decir, a priori no se tienen en cuenta elementos del SIN que se encuentren en mantenimiento o circuitos por fuera debido a atentados terroristas. En cambio, la UPME realiza análisis basados en el hecho que toda la red y elementos del SIN se encuentran disponibles.

Las probabilidades de aislamiento que tomaba en cuenta XM, fueron establecidas en el acuerdo CNO 389 de 2007, pero derogado por el acuerdo 591 de 2012 por no garantizar límites seguros en la operación del SIN. La UPME, por su lado, tiene en cuenta la historia de ocurrencia de fallas y probabilidades de aislamiento para los análisis de escenarios de despacho.

En cuanto a los análisis beneficio/costo, la UPME por Resolución MME 181313 de 2002, estableció los criterios para la cuantificación y evaluación de las restricciones. Entre ellas, determinó que la función objetivo para la evaluación de las restricciones se basa en la minimización del costo de inversión de los proyectos de expansión y el costo de la operación, y disminución de las pérdidas. Por otro lado, XM mediante un modelo de costos cuantifica el beneficio de un proyecto de expansión por la reducción en el costo de la operación, teniendo en cuenta el estado de la red y elementos del SIN.

Finalmente, en el último ítem de la tabla 1 se mencionan las diferencias entre los recursos para mitigar restricciones. Allí puede verse, que en la operación, XM cuenta como alternativa principal para mitigar restricciones, la generación de seguridad, la cual en la mayoría de los casos es generación térmica. La UPME por su lado, además de considerar nueva generación o proyectos de en transmisión, tiene la posibilidad de realizar análisis más exhaustivos en torno a dispositivos que brinden flexibilidad y opciones que impacten directamente la mitigación de restricciones sin necesidad de requerir generación de seguridad. Entre las nuevas alternativas de dispositivos flexibles utilizados en sistemas de potencia, se pueden encontrar los compensadores capacitivos (SVCs), STATCOM y dispositivos de almacenamiento de energía como las baterías¹

4. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS RESTRICCIONES

Esta sección tiene como propósito presentar el estado actual de las restricciones, tanto en magnitud, en términos de energía, como en su costo. Se tomó una muestra de datos mensual para las restricciones reportadas desde el año 2000 hasta los datos más recientes.

¹ En una sección posterior se amplía la información sobre este aspecto.

Adicionalmente, se realiza un análisis a cada una de las causales o las variables que componen las restricciones. Actualmente son reportadas veintisiete (27) variables asociadas a las generaciones de seguridad requeridas para aliviar restricciones, de las cuales seis (6) son las que tienen mayor peso (ver figura 5 y 6). El análisis se centró sobre estas seis causales.

4.1 MAGNITUD Y COSTO DE LAS RESTRICCIONES

En la figura 4 es presentado el comportamiento de las generaciones de seguridad totales, tanto en magnitud (MGST) como en valor (VGST). La energía de las generaciones de seguridad requeridas para mitigar restricciones está dada en GWh/mes y es graficado en el eje primario a la izquierda. El costo de estas generaciones de seguridad dadas en miles de millones de pesos se encuentra en el eje secundario (a la derecha) y corresponde a la grafica punteada.

Así como se observó en la figura 1, los costos unitarios de las restricciones dados en \$/kWh tuvieron dos picos sobresalientes, a principios de 2010 (correspondiente al fenómeno del Niño y a generación térmica con líquidos) y en el primer semestre de 2012 (correspondientes a CAOP y ruptura del gasoducto de Promigas). En términos de magnitud, durante el fenómeno del Niño, la generación de seguridad (energía) no tuvo grandes cambios, incluso estuvo por debajo de la media (ver tabla 2 columna MGST). Sin embargo, en términos de costo, la generación de seguridad tuvo un incremento importante de mas de tres veces su media, incluso por fuera de su desviación estándar (ver tabla 2 columna VGST). Por otro lado, en términos de magnitud, durante los eventos ocurridos durante el primer semestre de 2012, la generación de seguridad (energía) tuvo un incremento importante, incluso superior a la desviación estándar (ver tabla 2 columna MGST). Así mismo, en términos de costo en miles de millones de pesos, la generación de seguridad tuvo un incremento significativo. Cabe resaltar que las restricciones descendieron tanto en magnitud como en valor, tras la entrada de los proyectos en transmisión en 2006 y 2007, pero durante 2008 se volvieron a incrementar.

Tabla 2. Estadística descriptiva para MGST y VGST

	MGST	VGST
Media	600,4	29,7
Desviación estándar	214,9	20,4
Mínimo	260,5	6,9
Máximo	1240,2	120,6

CT

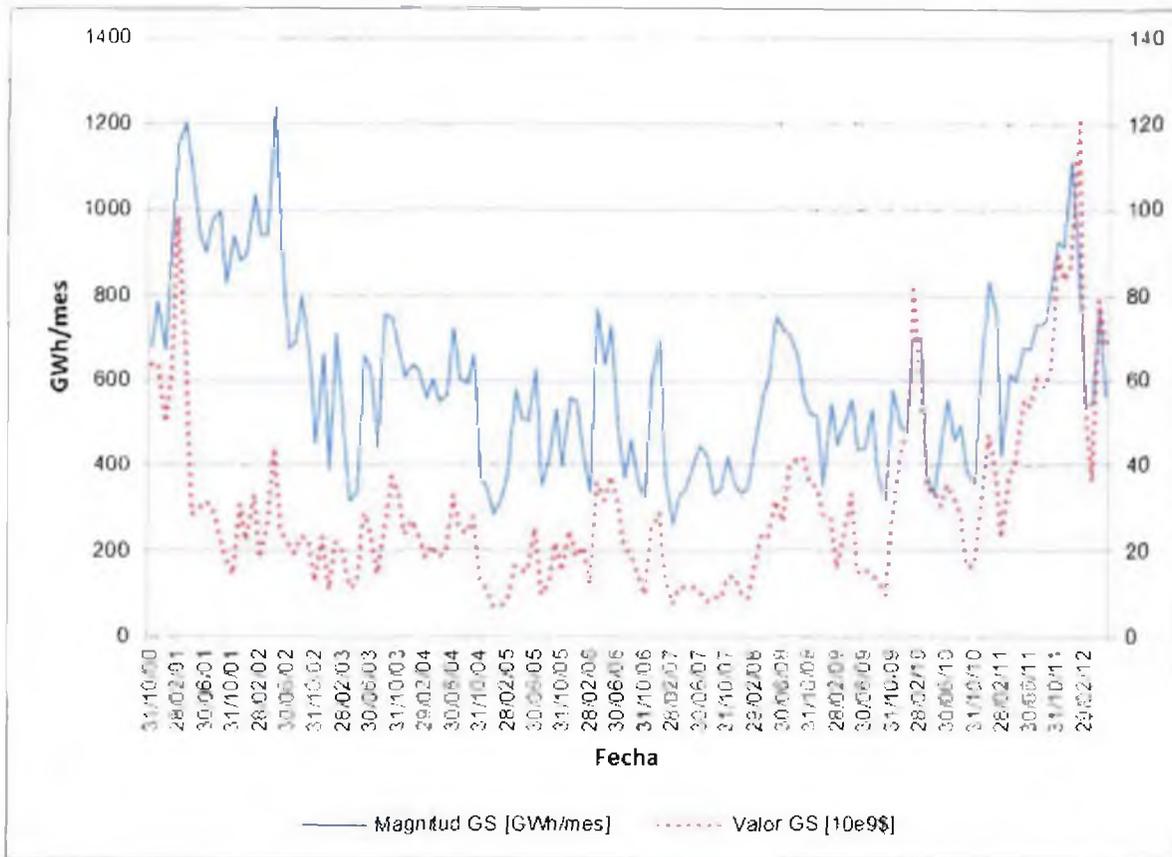


Figura 4. Magnitud (MGST) y valor (VGST) de la generación de seguridad desde el año 2000

4.2 ANÁLISIS POR COMPONENTE

A continuación, es presentado un análisis de las principales componentes que conforman las restricciones de acuerdo a su participación en una muestra de datos desde el año 2000 hasta los datos mas recientes. Estas componentes son:

- Generación de Seguridad asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN. (S03).
- Generación de Seguridad asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad (VERPC). (S012).
- Generación de Seguridad atribuible a consideraciones de estabilidad del STN. (S013).
- Generación de Seguridad asociadas con situaciones declaradas de Condiciones Anormales de Orden Publico (CAOP). (S016).
- Generación de Seguridad originadas en redespachos, diferentes a salidas forzadas de los STRs y/o SDLs. (S017).
- Generación de Seguridad forzada asociada con el servicio de regulación de frecuencia. (S021).

En la figura 5 es mostrada la participación de cada una de las componentes antes mencionadas, según su magnitud (energía). Por otro lado, en la figura 6 es mostrada la participación, según su costo (miles de millones de pesos).

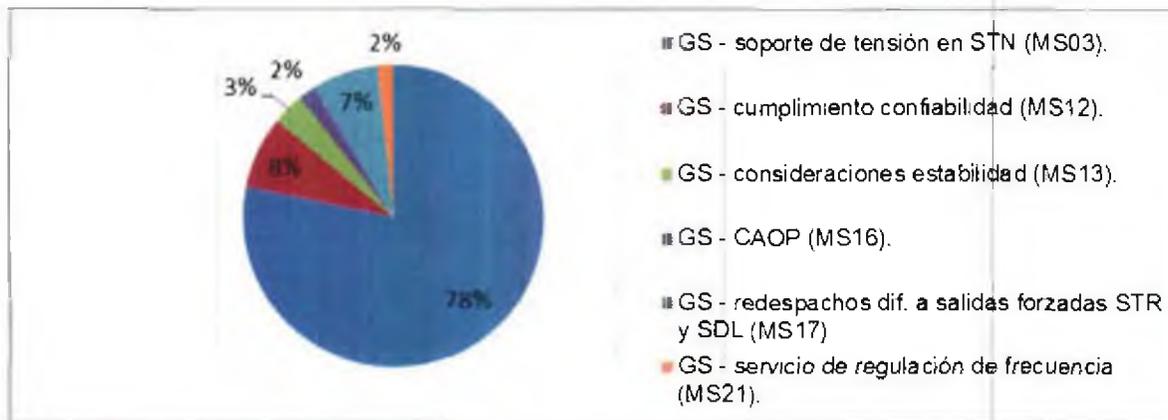


Figura 5. Participación por componente de las restricciones en magnitud

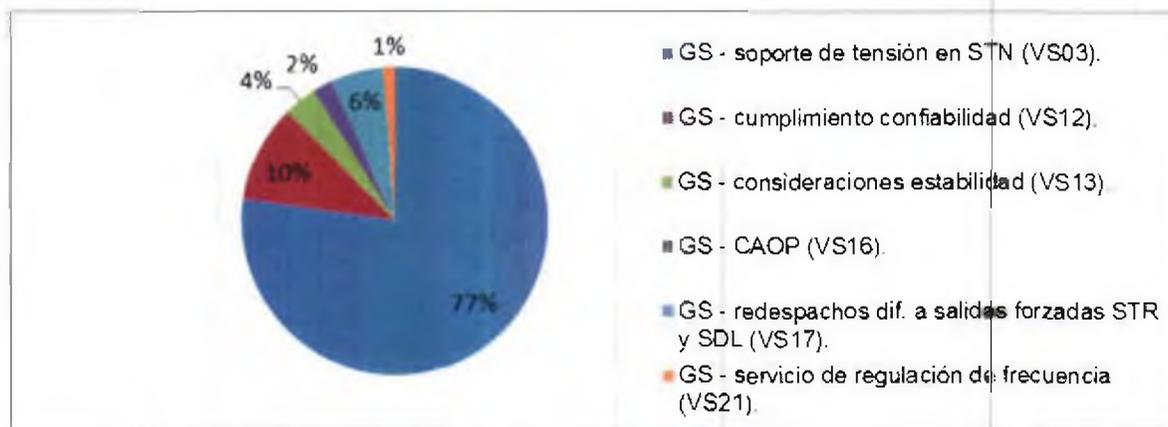


Figura 6. Participación por componente de las restricciones en costo

Con datos tomados desde el año 2000, de mayor a menor participación, tanto en magnitud como en costo, son listadas a continuación las componentes de mayor peso que componen las restricciones:

- a) Generación de Seguridad asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN.
- b) Generación de Seguridad asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad.
- c) Generación de Seguridad originadas en redespachos, diferentes a salidas forzadas de los STRs y/o SDLs.
- d) Generación de Seguridad atribuible a consideraciones de estabilidad del STN.
- e) Generación de Seguridad asociadas con situaciones declaradas de Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP).
- f) Generación de Seguridad forzada asociada con el servicio de regulación de frecuencia.

CS

En el tiempo (datos tomados desde el año 2000), estas variables mencionadas arriba, se han comportado de la siguiente manera:

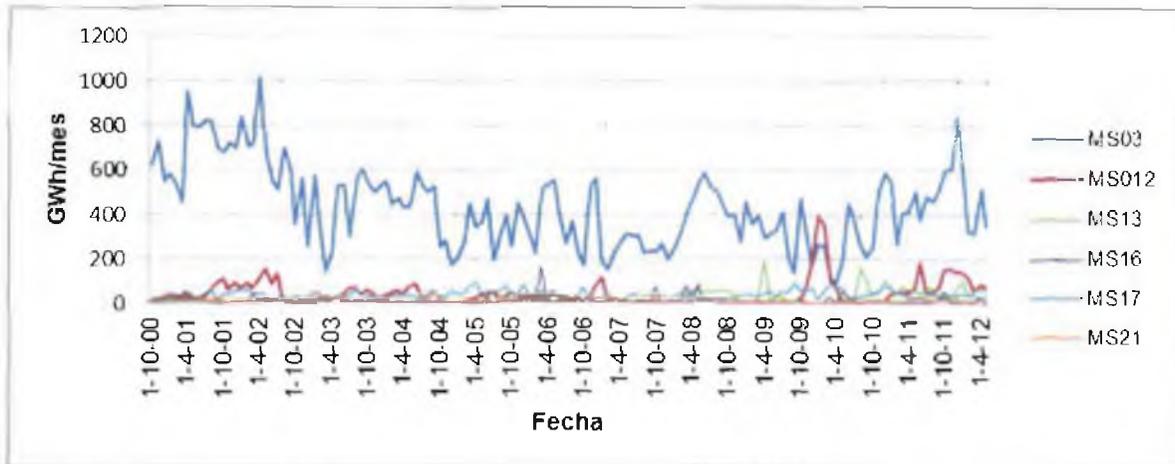


Figura 7. Comportamiento de las principales componentes de las restricciones en el tiempo, en GWh/mes

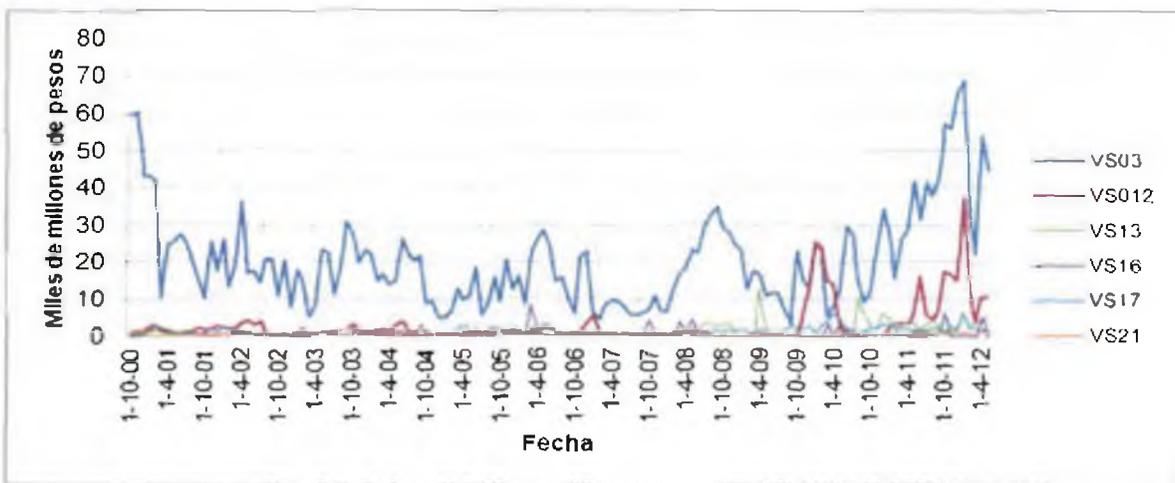


Figura 8. Comportamiento de las principales componentes de las restricciones en el tiempo, en miles de millones de pesos

La generación de seguridad por soporte de tensión, comparando las figuras 7 y 8 explican en gran medida el comportamiento de las restricciones totales. Se presenta un descenso durante 2007 por la entrada de proyectos en transmisión, pero durante el 2008 se presenta un pico en la variable por soporte de tensión, debido a mantenimientos de San Carlos y Chivor en Agosto de dicho año y atentados a elementos del SIN. El máximo pico de generación de seguridad por soporte de tensión a nivel de STN se presentó a finales de 2011 y principios del año 2012.

La generación de seguridad por confiabilidad tuvo dos picos principales. El primero durante el fenómeno del Niño los años 2009 y 2010 y el segundo por restricciones generados a causa del rompimiento del gasoducto de Promigas al norte del país.

Se puede observar en las figuras 7 y 8, que las generaciones de seguridad por soporte de tensión se han mantenido como la principal componente de las restricciones durante el tiempo. Las generaciones de seguridad por confiabilidad tuvieron un pico a principios del 2010, el cual incluso superó la generación de seguridad por soporte de tensión.

CS

5. ANÁLISIS DE LOS EVENTOS DE INDISPONIBILIDAD Y LÍMITES EN EL SIN

Dadas las diferencias presentadas en la tabla 1 entre los criterios de planeación de la UPME y XM, en cuanto a la utilización de red degradada y análisis de confiabilidad (contingencia n-1), esta sección analiza los eventos y duración de indisponibilidad en el STN ante contingencias n-1 o mayores.

El reporte que realiza XM de las indisponibilidades en el STN puede dividirse en dos grupos asociado a sus causas: los no forzados y los forzados. Con una ventana de tiempo desde el 1ro de enero de 2010 hasta finales de septiembre de 2012, en la tabla a continuación se encuentran el número de horas totales de los circuitos del STN que estuvieron indisponible por cualquiera de las dos causas mencionadas (no forzados o forzados). Cabe resaltar que en un día pueden presentarse varias indisponibilidades de los circuitos y la cuantificación es por tanto agregada.

Causas/ indisponibilidad	Horas a nivel de 230 kV	Horas a nivel de 500 kV	Total horas
No forzados	13.9	0.5	13.9
Forzados	9321.7	16788.5	26110.2

Entre los eventos forzados de indisponibilidad se encuentran los causados por atentados terroristas. La descripción de las causas detalladas de estos dos grupos se encuentra en el Acuerdo CNO 534. Puede observarse que los eventos forzados son los que tienen un peso mayoritario respecto al número de horas indisponible. Así mismo, los circuitos a nivel de 500 kV representan el 65% dentro del grupo de los forzados.

Se realizó adicionalmente un análisis a los eventos de indisponibilidad en el SIN cuando se presentan contingencias mayores a n-1. En la figura 9 se presentan el número de veces que un circuito estuvo indisponible en una condición de contingencia mayor a n-1. Cabe resaltar, que todos los eventos de indisponibilidad en contingencia mayor a n-1, para los tres años analizados, se encuentran a nivel de 230 kV. La duración agregada para el año 2010 es de 78 horas, para el 2011 es de 14 horas y para el 2012 es de 466 horas.

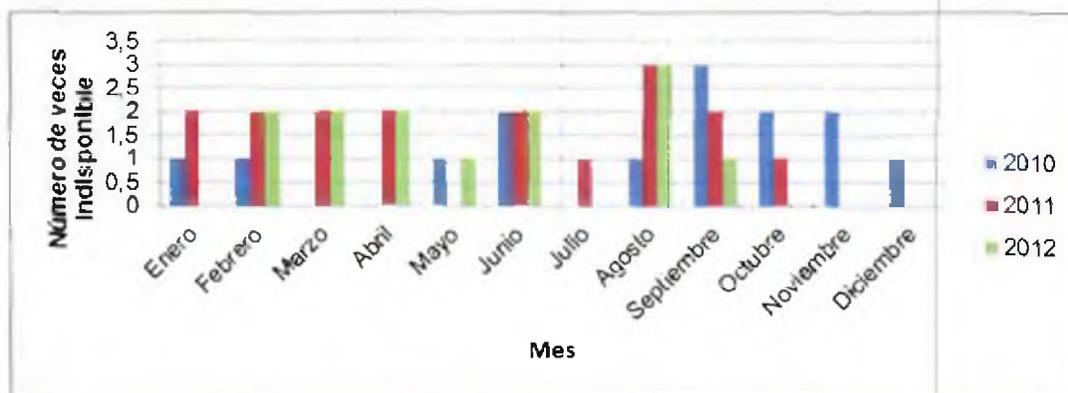


Figura 9. Número de veces que un circuito estuvo indisponible en contingencia > n-1. Fuente XM

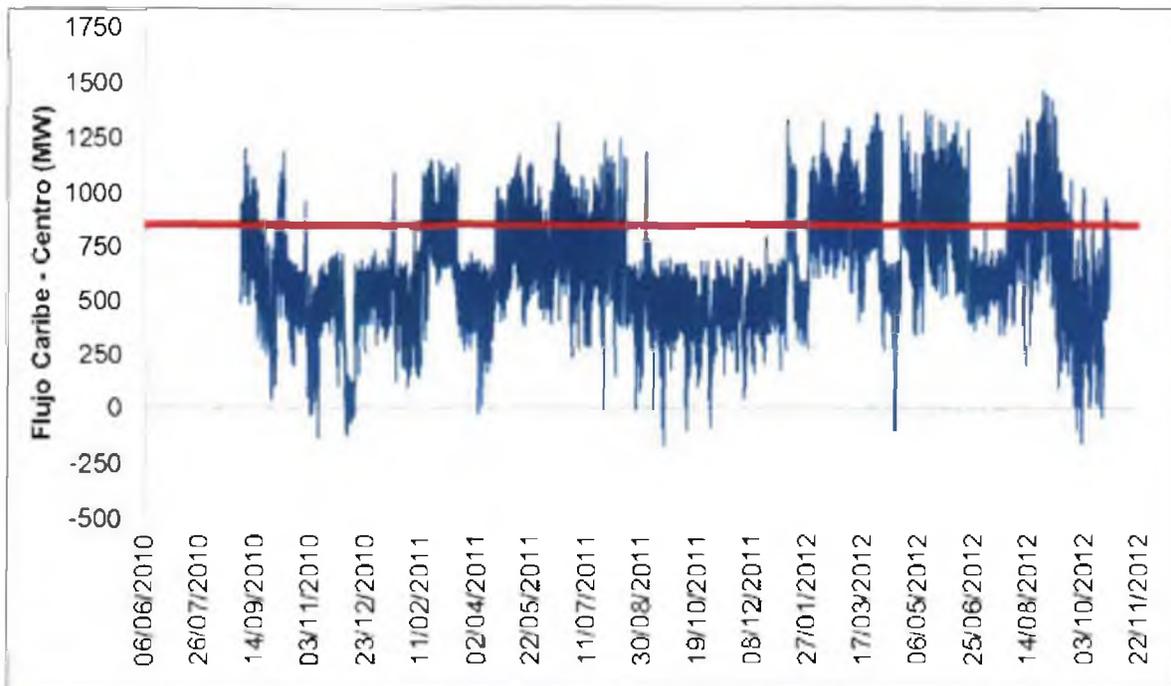
58

Por otro lado, se realizó un análisis a los límites y los flujos reales de las líneas de transmisión a nivel de 500 kV que comunican el centro del país con el norte. Estas líneas son: (1) Ocaña – Copey, (2) Primavera – Cerromatoso y (3) Porce – Cerromatoso. La tabla a continuación resume estos límites con la indisponibilidad de cada circuito, es decir todas las posibilidades.

Disponibilidad	Límite [MW]
Ocaña – Copey + Porce - Cerro + Prim - Cerro	1500
Porce - Cerro + Prim - Cerro	1160
Ocaña – Copey + Prim - Cerro	770
Ocaña – Copey + Porce - Cerro	770

Como se mencionó en la tabla 1, a diferencia de la UPME, en el planeamiento operativo se realiza una contingencia n-1 con la red disponible. Siguiendo la tabla anterior una indisponibilidad del circuito Primavera – Cerromatoso o Porce – Cerromatoso, reduce casi a la mitad (770 MW) el límite de transferencia entre en centro del país con el norte. En este orden de ideas, en las condiciones anteriores, el CND estaría operando el sistema con una contingencia n-1-1.

Las probabilidades conjuntas de indisponibilidades de más de un circuito, como se vio en esta sección son bajas, no obstante, si se analizan los flujos reales de las líneas de transmisión mencionadas y la ocurrencia del evento de presentarse un flujo por debajo de 770 MW (límite más crítico), la situación es considerablemente diferente (ver figura 10).



CS

La ocurrencia de presentarse un flujo de energía entre la zona centro y el norte del país, teniendo en cuenta un histórico de datos desde septiembre de 2010 (sin tener en cuenta El Niño) hasta los datos más recientes, es de 28%. Los ahorros estimados para la operación del sistema son de aproximadamente 200 MUSD/año calculados con líquidos o 140 MUSD/año calculado con líquidos y gas natural.

6. DISPOSITIVOS FLEXIBLES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA COMO ALTERNATIVAS EN LA MITIGACIÓN DE RESTRICCIONES

Los Dispositivos de Almacenamiento de Energía (DAE) han surgido como alternativas para mejorar la confiabilidad y seguridad en los sistemas eléctricos de potencia, frente a las clásicas medidas de la construcción de nueva infraestructura como generación y/o líneas de transmisión. Los DAE entran a jugar un papel puntual para ciertas condiciones del mercado, en la medida de aliviar la cargabilidad del sistema en horas de demanda pico, mantener la frecuencia del sistema cuando sea necesario o algún otro servicio complementario, sin la necesidad de encender o la construcción de una central de generación/línea de transmisión.

6.1 DAE VS USOS

A continuación es presentada una tabla donde se resume las aplicaciones de los DAE orientados a nivel de distribución/transmisión y para el operador del mercado.

Tabla 3. Beneficios y usos de los DAE

Nivel	Beneficios y usos	Tipo de DAE
Distribución/transmisión	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora de la confiabilidad. • Respaldo en demanda pico. • Soporte de tensión. • Soporte de reactivos. • Disminución de cargabilidad de las líneas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Compresión de aire. - Baterías Lead – acid. - Baterías de sodio. - Baterías de litio.
Operador del mercado mayorista	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de capacidad local. • Rápida regulación de frecuencia. • Reserva rodante. • Restablecimiento del sistema. • Arbitraje. 	<ul style="list-style-type: none"> - Baterías Lead – acid. - Baterías de sodio. - Baterías de litio. - Flywheels. - Capacitores. - SVCs. - STATCOM.

- STATCOM.

6.2 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES ACERCA DE LOS DAE

A continuación es presentado un resumen de los principales DAE alrededor del mundo y sus aplicaciones.

Tabla 4. Tipo de DAE vs experiencias internacionales

Tipo DAE	Objetivo/uso	Capacidad [MW]	Ubicación
Baterías lead acid	Control de rampa de una central eólica.	1.5	Hawai, Estados Unidos.
Baterías lead acid	Servicios complementarios y ayuda al sistema de transmisión.	15	Hawai, Estados Unidos.
Flywheel	Servicios complementarios y ayuda al sistema de transmisión.	Prototipo de 10 kW	California, Estados Unidos.
Baterías de litio	Estabilidad y regulación de frecuencia en el sistema.	20	Antofagasta, Chile.
Baterías de litio	Estabilidad y regulación de frecuencia en el sistema.	12	Atacama, Chile.
Baterías de litio	Reserva rodante y reducción de emisiones.	32	Virginia, Estados Unidos.
Baterías de litio	Integración energías renovables, regulación frecuencia, soporte tensión.	3	Hebei, China.
Baterías de sodio	Ayuda al sistema de transmisión.	1	Minnesota, Estados Unidos.
Statcom	Aumenta capacidad de transferencia entre áreas y ayuda a mejorar perfiles de tensión	140/-65 MVar	Chile.

6.3 COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN DE LOS DAE

Esta sección presenta una comparación de los costos de instalación y los costos de operación de las DOE. Estos datos fueron obtenidos del Electric Power Research Institute (EPRI, 2011). En la figura 11 es presentada la comparación del primer tipo.

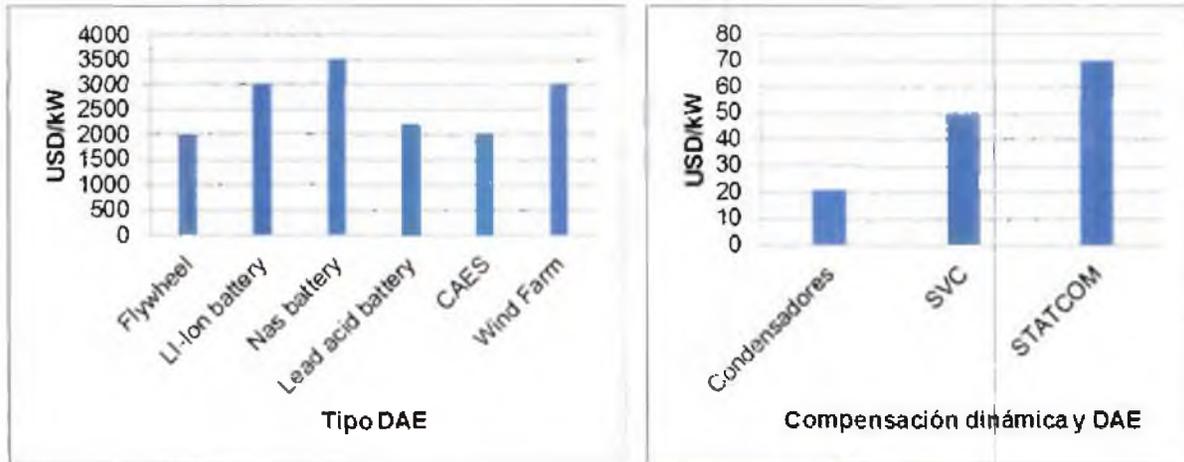


Figura 11. Comparación de costos de inversión para diferentes DAE

Como se vio en la tabla 4, algunas tecnologías se encuentran en estado de desarrollo como prototipos (ver flywheels), por tanto los costos de inversión, si se lleva a una escala más grande, pueden ser distintos respecto a la fuente de EPRI. Por otro lado, otras tecnologías como las baterías de sodio (Nas battey) y de litio (LI-Ion battery) se encuentran desarrolladas a una escala mayor y utilizadas en diferentes aplicaciones, por lo que sus costos de inversión pueden ser un buen estimativo para estudio.

La instalación de dispositivos de compensación dinámica (SVCs o STATCOM) es utilizada para aumentar la capacidad de transferencia entre áreas, así como para mejorar las restricciones debidos a soporte de tensión. Cada vez más la instalación de líneas de transmisión junto con estos dispositivos de compensación de reactivos se hace necesario para ayudar la flexibilidad en la operación².

Los costos de operación, los cuales incluyen costos variables e inversión (ver figura 12) se obtuvieron a través de una anualidad, utilizando una tasa de cambio de COP/USD1800, una tasa de retorno de 15% y un factor de utilización del 80% para todas las tecnologías excepto, para la planta eólica que se utilizó 30%.

² Fuente suministrada por XM S.A. E.S.P. <http://www.transelec.cl/index.php/noti/statcom-el-mas-grande-de-su-tipo-en-el-mundo-transelec-inaugura-equipo-que-da-mayor-capacidad-y-seguridad-al-sic/>

CS

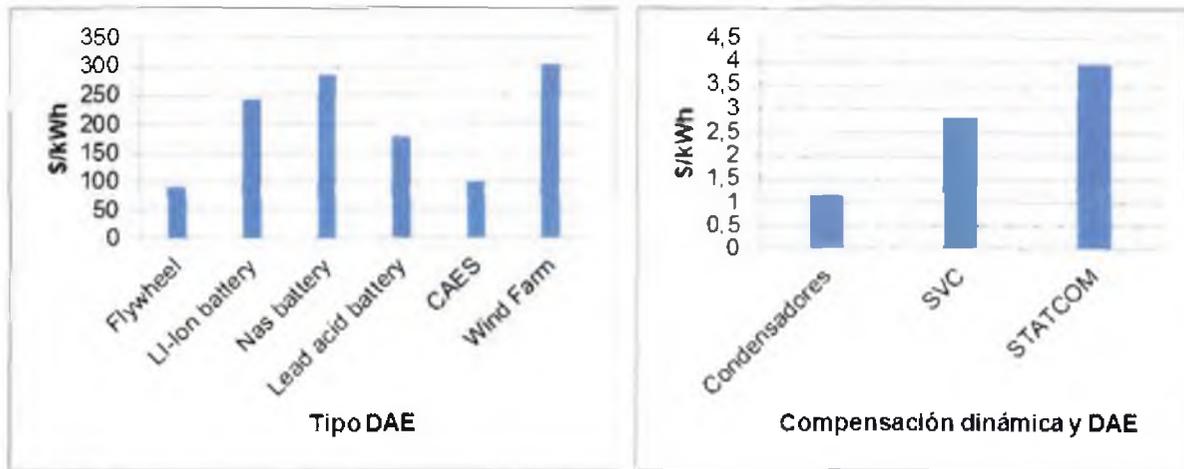


Figura 12. Comparación de costos de operación para diferentes DAE

6.4 MITIGACIÓN DE RESTRICCIONES PARA EL CASO COLOMBIANO: COMPENSACIÓN DINÁMICA

La compensación reactiva como mecanismo para la mitigación de restricciones y como una alternativa flexible para la operación de un sistema de potencia ha mostrado ser efectiva en otros sistemas similares al colombiano. Con el objetivo de observar el impacto en la operación de la incursión de compensación reactiva, XM S.A. E.S.P. ha realizado simulaciones (estudio especial solicitado por la CREG) en áreas con problemas de soporte de tensión. A continuación los principales resultados³ obtenidos para el caso de Caribe y Oriental.

6.4.1 Restricciones en el área Caribe

Con la instalación de 175 MVar más compensación dinámica (SVC o STATCOM), se obtuvieron los resultados de la figura 13, la cual realiza una comparación de los años 2015 y 2018 sobre el comportamiento de las generaciones de seguridad sometidas a diferencias escenarios.

³ Las figuras en esta sección fueron realizadas por la CREG con datos suministrados por XM S.A. E.S.P.

05

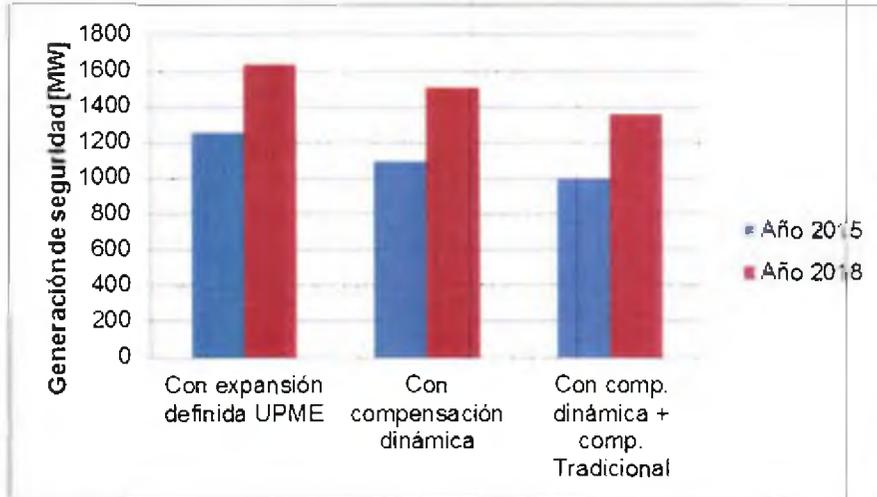


Figura 13. Comparación de diferentes escenarios para la generación de seguridad del área Caribe

La diferencia estimada, basados en la simulaciones, entre la generación de seguridad para el área Caribe con la expansión definida por UPME y la generación de seguridad con compensación dinámica y tradicional es de 260 MW y 276 MW en demanda máxima, para los años 2015 y 2018, respectivamente. Lo ahorros se presentan en la tabla a continuación comparando generación de seguridad con gas y con líquidos, teniendo en cuenta 4 horas de demanda máxima, suponiendo un precio de bolsa de \$100/kWh y disponibilidad de 11 meses.

	Ahorro al año [MUSD]
Generación con gas natural	14
Generación con gas líquidos	26

En la figura 14 es presentado el comportamiento de las generaciones de seguridad incluyendo la red de Ituango.

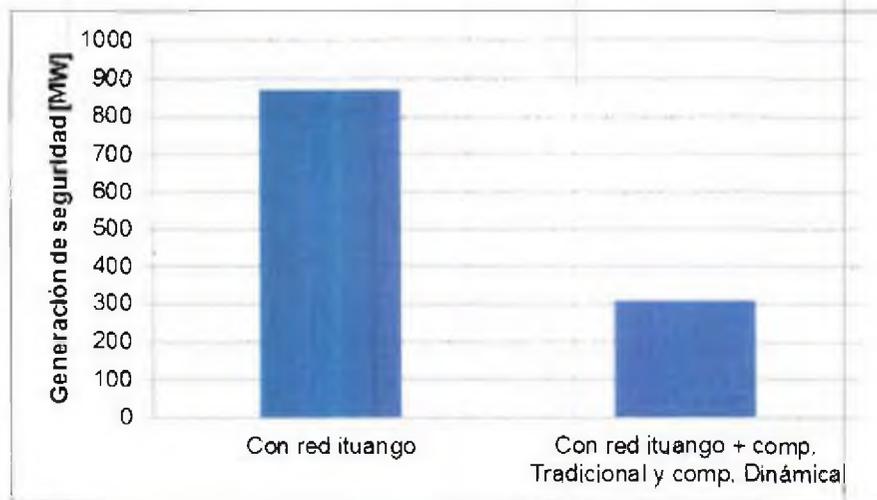


Figura 14. Generación de seguridad del área Caribe incluyendo red de Ituango

En la figura 15 son presentados los resultados de las simulaciones para los límites de importación para diferentes escenarios.

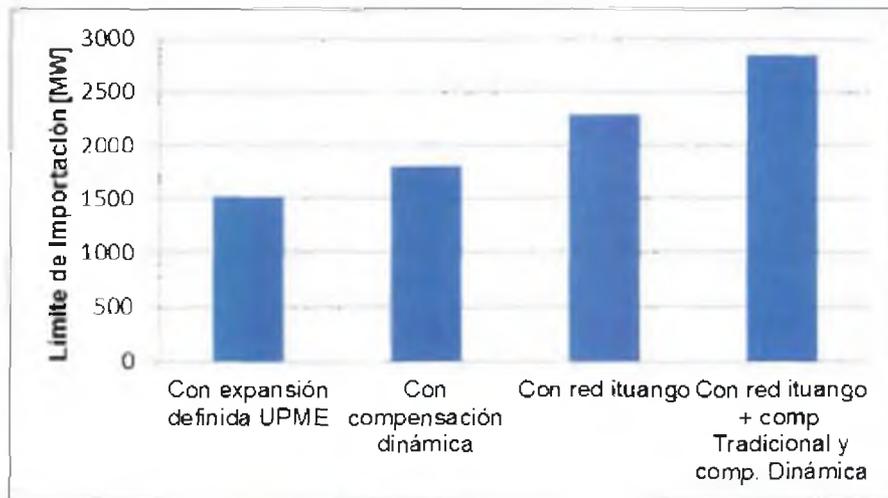


Figura 15. Límite de importación del área Caribe para diferentes escenarios

6.4.2 Restricciones en el área Oriental

En el área oriental se presentan generaciones de seguridad causadas por restricciones en soporte de tensión y confiabilidad.

En la figura 16 es presentado el comportamiento de la generación de seguridad del área oriental bajo diferentes escenarios.

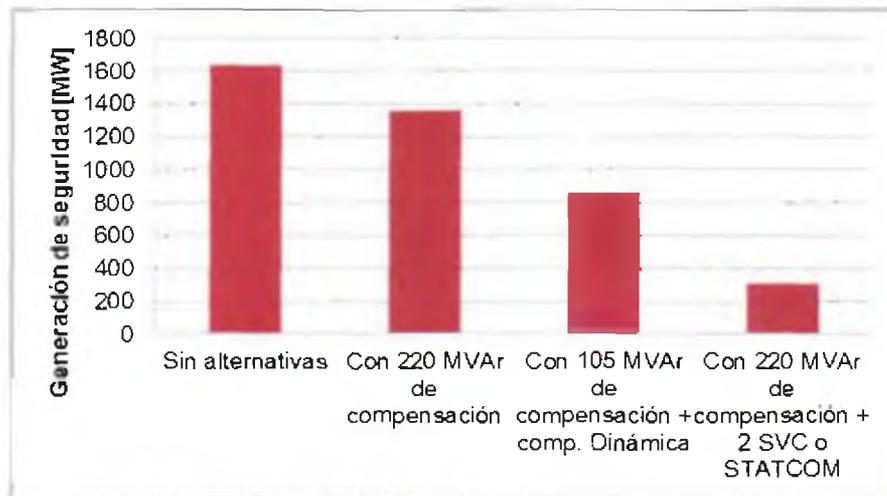


Figura 16. Generación de seguridad para diferentes escenarios

En la figura 16 se observa como estas nuevas alternativas flexibles para la operación del SIN pueden ayudar a la disminución de la generación de seguridad.

CS

7. RECOMENDACIONES

Si bien existen algunas diferencias de los criterios para la planeación del SIN entre la UPME y XM, los cuales pueden explicar en parte el comportamiento de las restricciones en los últimos periodos, armonizar lo máximo posible dichos criterios puede brindar herramientas más efectivas para que la atención y mitigación de las restricciones se realicen al menor costo de operación posible y a un menor tiempo de respuesta, sin la necesidad de programar generación durante varias horas.

Ampliar las herramientas que tiene en cuenta la UPME para la planeación y que XM realice estudios para su recomendación puede ayudar a la armonización de estos criterios. La construcción de proyectos de transmisión pero supeditados (si lo requiere) a tengan alguna compensación serie o paralela (compensación tradicional) o la implementación de compensación dinámica (SVCs y/o STATCOM), tal como se vio en una sección anterior, puede ayudar a la mitigación de restricciones de una forma efectiva.

Por otro lado, considerar la evaluación de beneficio/costo para los dispositivos flexibles de almacenamiento de energía (DAE) y los de compensación de reactivos, por parte de la UPME como elementos adicionales de los planes de expansión, puede incentivar la competencia para el soporte de tensión (causal de un 75-80% de las restricciones).

Se recomienda realizar una modificación a la Resolución 025 de 1995, en el código de redes numeral 5.3 correspondiente al criterio de confiabilidad para el planeamiento de la transmisión. La recomendación consiste en ampliar el criterio de confiabilidad para considerar en la planeación todos los escenarios posibles (conjuntos de cortes) pesados con su probabilidad.

8. REFERENCIAS

- Resolución CREG 024 de 1995.
- Resolución CREG 025 de 1995.
- Resolución CREG 062 de 2000.
- Resolución CREG 063 de 2000.
- Resolución CREG 034 de 2001.
- Resolución CREG 014 de 2004.
- Resolución CREG 051 de 2009.
- Acuerdos CNO 389, 491 y 534.
- Estudio de XM S.A. E.S.P. "Estudio de factibilidad de alternativas para la reducción de restricciones". XM CND 2012 155.
- Electric Power Research Institute (EPRI). "Energy Storage Applications and Economics: costs, benefits and revenues". Abril de 2011.