ESTUDIO DE RESTRICCIONES ELÉCTRICAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Diciembre 5 de 2018

Versión 1

ASOCODIS

Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica

Índice

Antecedentes

- Ciclo de vida de las restricciones
- Principios en la gestión de restricciones
- Objetivos de la gestión de restricciones
- Fundamentales de los costos de las restricciones

Diagnóstico

- Fundamentales de los costos de restricciones
- Evolución de la magnitud de la generación de seguridad y reconciliaciones positivas
- Evolución del costo unitario de restricciones
- Aumento de costo de restricciones

Recomendaciones

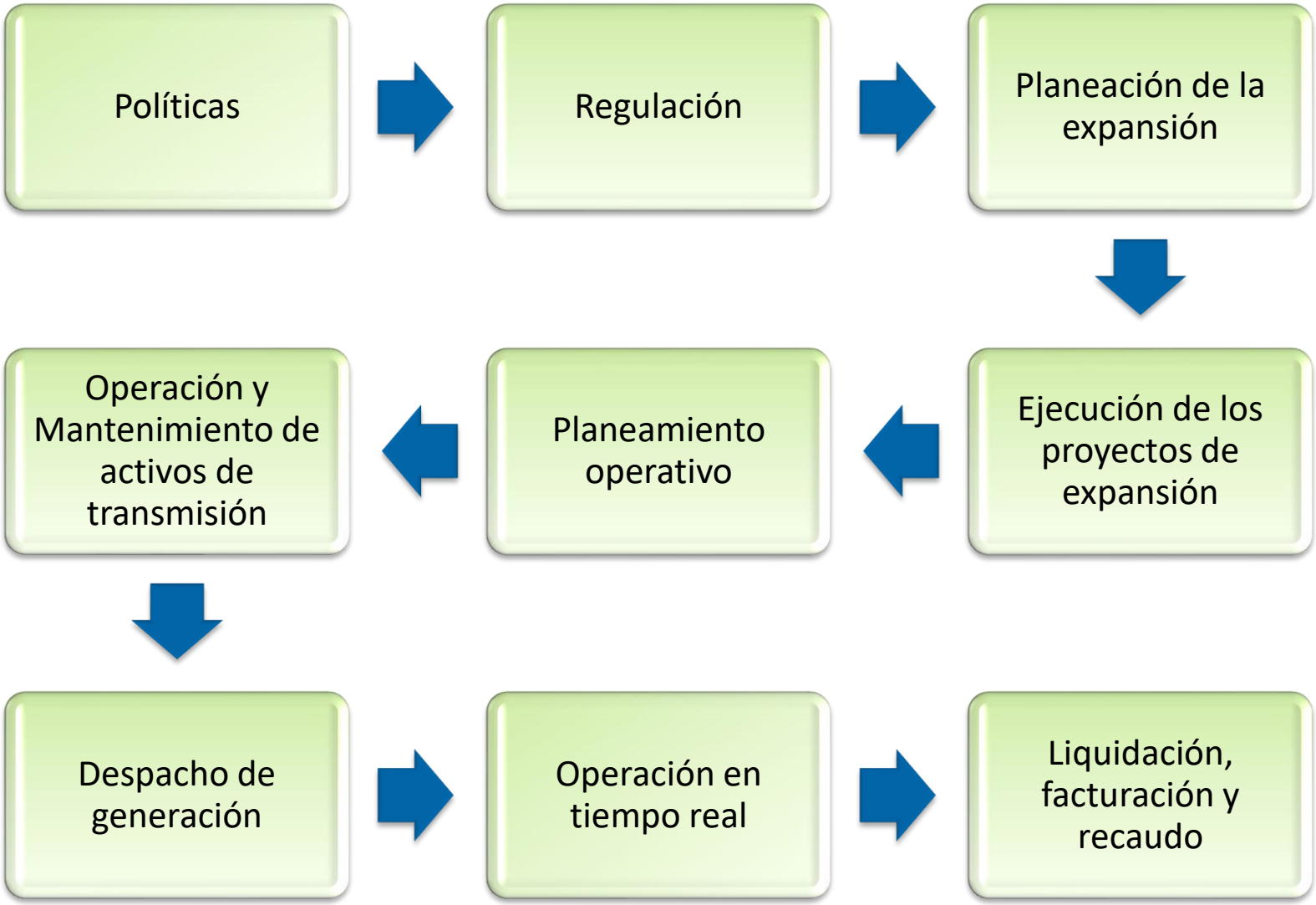
- Eficiencia en el Despacho y en los costos de las restricciones
- Reconciliaciones Negativas
- Transparencia
- Mantenimientos
- Decisiones de obras para reducir las restricciones
- Criterios de Confiabilidad
- Impacto en los servicios complementarios por la incorporación de FNCE en el SIN

ANTECEDENTES

http://www.cpengineering.co.uk/wp/wp-content/uploads/2015/03/high-voltage-pylons.jpg

phc Servicios Integrados

Ciclo de vida de las restricciones



Principios en la gestión de restricciones

Eficiencia: Realizar la planeación y la operación del sistema con el menor costo económico posible cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

Neutralidad: Tratamiento igual para todos los agentes del mercado, sin discriminaciones por las condiciones o características técnicas.

Adaptabilidad: incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la gestión de las restricciones.

Flexibilidad: Los sistemas de potencia deberán tener la capacidad de adaptarse adecuadamente ante las variaciones rápidas en la demanda y contingencias en las unidades de generación y en la red de transmisión.

Transparencia: El cálculo y asignación de restricciones deberán ser explícitos y públicos para todas las partes involucradas incluyendo la demanda.

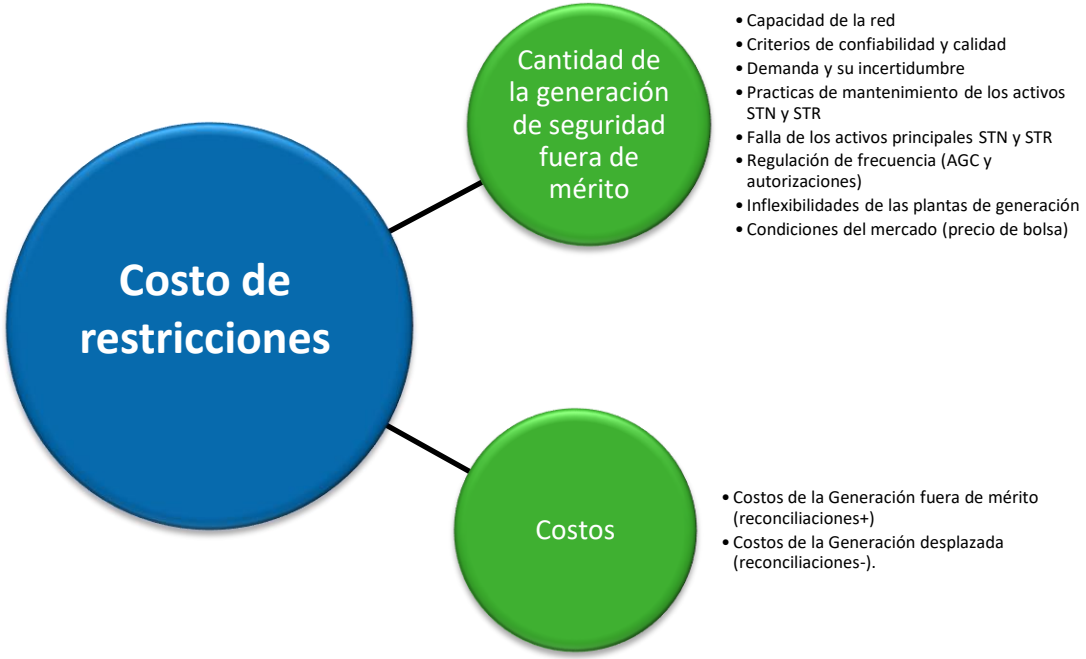
Simplicidad: La metodología de cálculo y asignación de restricciones debe ser diseñada de tal manera que se facilite su comprensión, aplicación y control

Calidad y seguridad del suministro: El servicio prestado debe cumplir los requisitos técnicos definidos en la regulación vigente y deberá responder adecuadamente a perturbaciones repentinas que ocurren en el sistema.

Objetivos de la gestión de restricciones

- Minimizar los costos de inversión y operación del sistema eléctrico de potencia para garantizar un desarrollo eficiente del mercado y unas tarifas competitivas.
- Garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad de la operación en tiempo real.
- Asignar de manera eficiente las rentas para los agentes del mercado.
- Asignar de manera eficiente los costos originados por las restricciones a quienes las originan y tienen los mecanismos para reducir el costo de estas.
- Garantizar la transparencia y simplicidad en la metodología de cálculo y asignación de las restricciones.
- Definir incentivos y reglas que promuevan implementar acciones y obras que incrementen la flexibilidad, resiliencia y la innovación tecnológica.
- Promover la gestión activa de la demanda
- Evitar el abuso de poder de mercado

Fundamentales de los costos de restricciones



- Limitaciones de la Red
- Criterios, responsabilidades, requisitos y procedimientos para la expansión de las redes del STN, STR y SDL
- Reglas de despacho
- Reglas de Liquidación
- Supervisión y vigilancia del mercado

Factores críticos para costo de restricciones

phc Servicios Integrados

DIAGNÓSTICO

http://www.cpengineering.co.uk/wp/wp-content/uploads/2015/03/high-voltage-pylons.jpg

phc Servicios Integrados

Los factores críticos que actualmente son los principales causantes del alto costo de restricciones son:

1

Degradación de las redes de Atlántico

El atraso de las obras del Plan 5 Caribe en Atlántico

2

Las limitaciones del intercambio entre el interior y la Costa Caribe el cual actualmente es de 1500 MW con un margen del 5% hacia abajo

El atraso de las líneas de 500 kV asociadas a Hidroituango y los refuerzos Cerromatoso-Chinú-Copey y Sabanalarga-Bolívar

3

El bajo precio de bolsa, redespachos, autorizaciones y desviaciones en el pronóstico de la demanda, mantenimientos en el STN y STR, fallas de activos del STN y STR

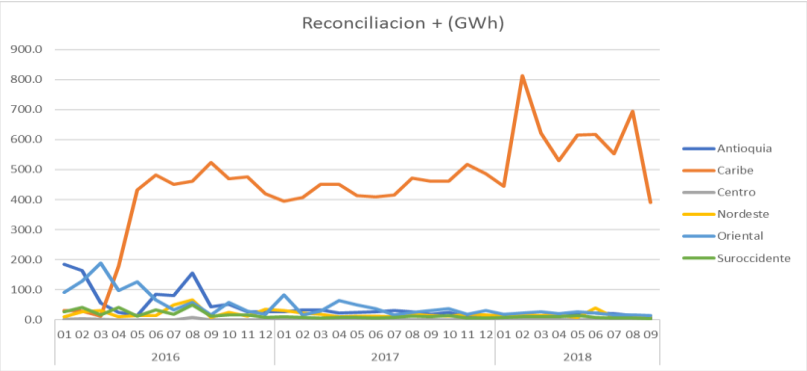
4

Las inflexibilidades de las plantas térmicas ubicadas en el área Caribe y principalmente las localizadas en Atlántico.

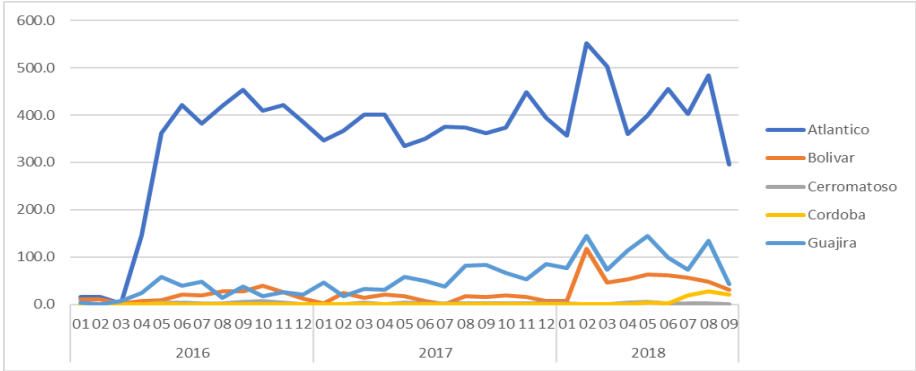
Según, el informe de operación del 2017 de XM el 98% del tiempo están activados los cortes de Atlántico y el 32% el límite de intercambio.

Evolución por áreas de las Reconciliaciones Positivas

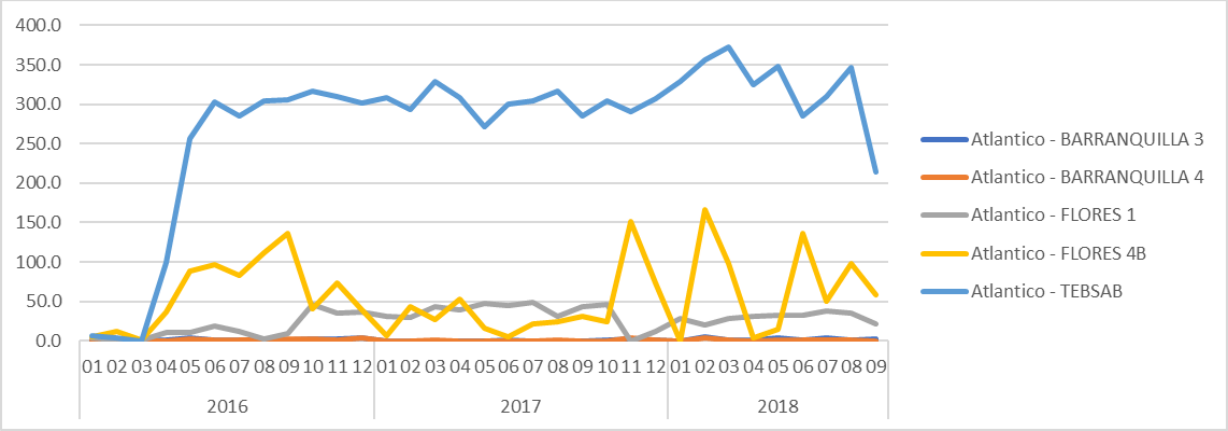
Evolución por áreas de las Reconciliaciones positivas (GWh)



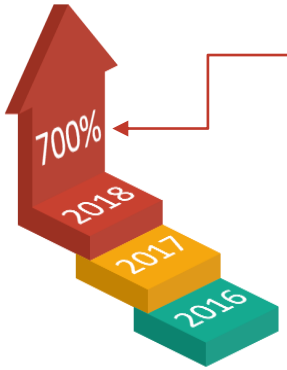
Evolución por subáreas del área Caribe de las Reconciliaciones positivas(GWh)



Evolución de las Reconciliaciones positivas(GWh) por subáreas Atlántico



Aumento del Costo unitario restricciones

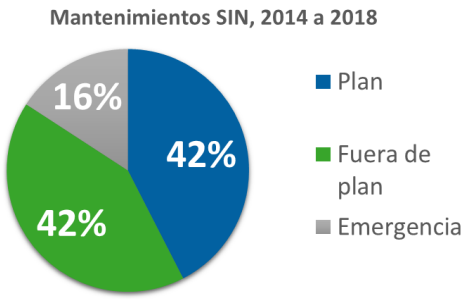


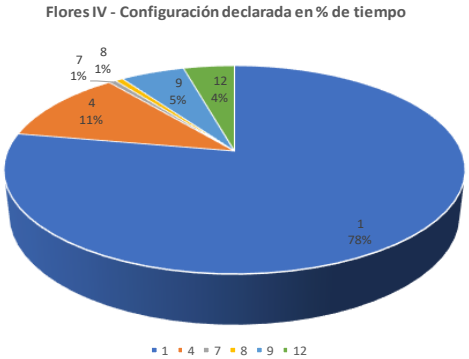
RESTRICCIONES

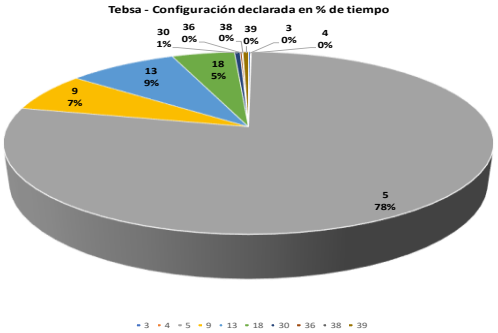
El costo unitario de las restricciones con crecimiento sostenido en el periodo abril/2016 – septiembre/2018, pasando de valores alrededor de 5 $/kWh a valores del orden de 35 $/kWh

MANTENIMIENTOS

Se han ejecutado un total de 19.013 mantenimientos en el SIN para un promedio diario de 14 mantenimientos o casi 420 por mes

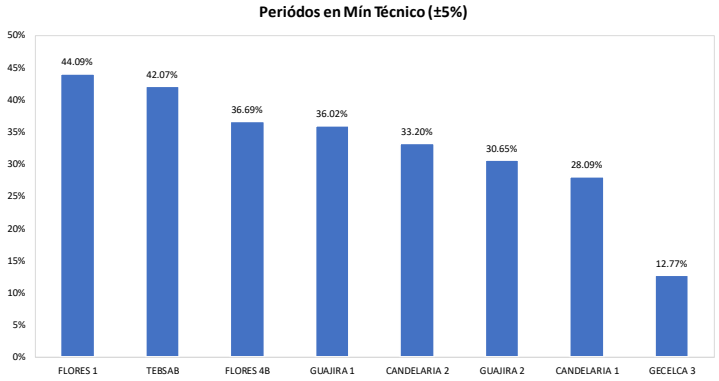


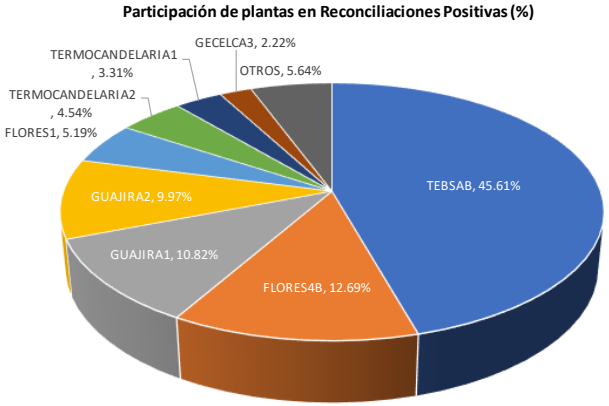




El 42% del tiempo Tebsa genera en su mínimo técnico. El 78% del tiempo declara la configuración 5 la cual tiene el Mín Técnico de 392 MW.

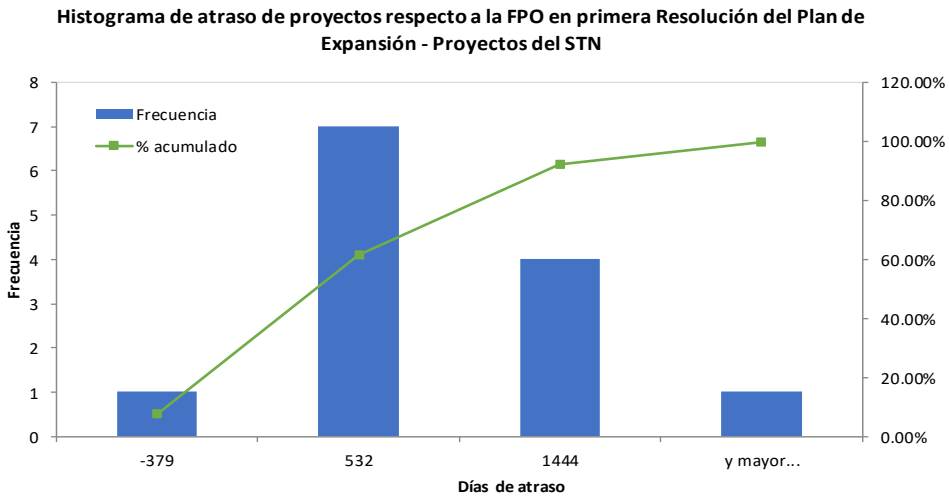
El 37% del tiempo Flores IV genera en su mínimo técnico y recauda el 13% del monto de las Rec (+). El 78% del tiempo declara la configuración 1 la cual tiene el Mín Técnico de 220 MW.





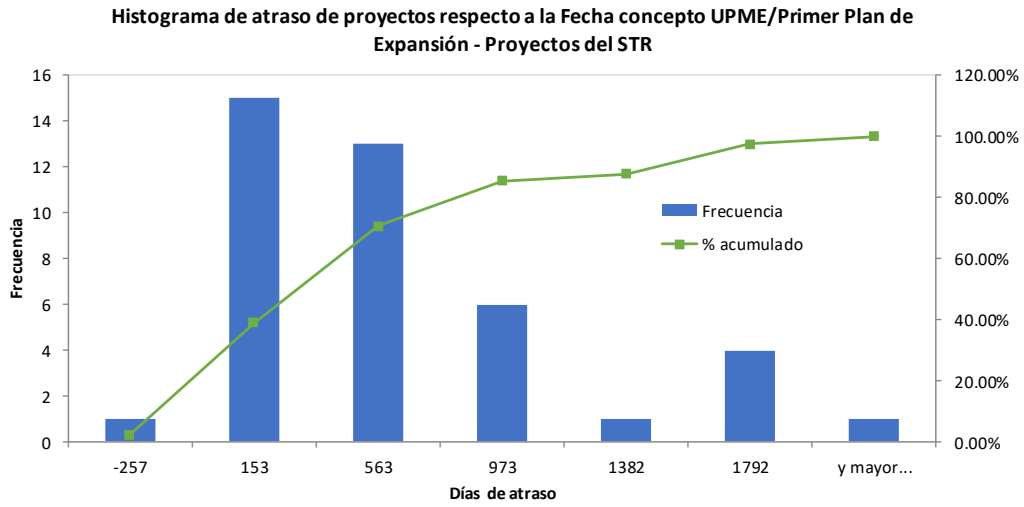
phc Servicios Integrados

Atraso de proyectos del STR y del STN



ATRASO PROYECTOS DEL STN

ATRASO PROYECTOS DEL STR



Resumen

1R REDES

- Agotamiento capacidad de la red Electricaribe (Atlántico, GCM y Bolívar).
- Limitación intercambio Caribe (1500 MW).
- Ineficiencias proceso definición de inversión para nuevas redes
- Atrasos proyectos STR y STN (ANLA, CP,ICANH)

2R RECURSOS

- Generación de seguridad con térmicas (GN, GNI, Carbón)
- Inflexibilidades plantas térmicas (TEBSA, Flores)

3R REGLAS

- No hay incentivos para reducir inflexibilidades
- Ineficiencias en los procesos de decisión y ejecución de los proyectos de expansión del STN y STR
- No hay incentivos para eliminación de restricciones del OR.
- No hay incentivos para instalación de equipos flexibles.
- No hay control y seguimiento a las cantidades y precios.
- No hay incentivos contratación combustibles en largo plazo.
- La regulación limita la transparencia
- Existe débil control y vigilancia.

4R RIESGOS

- Los sobrecostos por atrasos proyectos se transfieren a la tarifa.
- Los sobrecostos por mantenimiento y AMI se transfieren a la tarifa.
- El riesgo de precio es transferido a la tarifa.

El costo unitario de las restricciones con crecimiento sostenido en el periodo abril/2016 – septiembre/2018, pasando de valores alrededor de 5 $/kWh a valores del orden de 35 $/kWh

ICANH: Instituto Colombiano de Antropología e historia
ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
CP: Consultas previas

phc Servicios Integrados

RECOMENDACIONES

http://www.cpengineering.co.uk/wp/wp-content/uploads/2015/03/high-voltage-pylons.jpg

phc Servicios Integrados

Recomendaciones de corto plazo

Se pueden implementar en menos de 3 meses

1. Decisiones de obras para reducir las restricciones

Acelerar, a cargo de los Inversionistas, la entrada del proyecto Caracolí 110 kV y de las líneas de 500 kV (Copey-Cuestecitas, Medellín-Antioquia-Cerromatoso, Antioquia-Porce III-Sogamoso, Sabana-Bolívar y La Loma) para disminuir restricciones y aumentar el intercambio.

Definición de mecanismos de implementación y remuneración de activos tipo BESS

La UPME debe acelerar subasta para los proyectos de Atlántico 1 y 2 la cual fue declarada desierta en el 2016

2. Monitoreo y Seguimiento

Ampliar la auditoria de la Res CREG 089 de 2018 a los costos asociados al precio de reconciliación de las unidades térmicas

Comparar consumo de combustible declarado con consumo teórico calculado a partir del Heat Rate declarado para el CxC.

Pruebas de validaciones de las restricciones operativas de las unidades térmicas

3. Publicación de información

Publicar sin restricciones:
Precios de reconciliaciones positiva de todas las plantas del mes anterior similar a los precios de oferta.
Pagos que la demanda le hizo a cada generador por reconciliaciones positivas.
Ofertas de los generadores inmediatamente después de publicado el despacho económico

Publicar un informe mensual:
Generación de seguridad fuera de mérito según su origen
Costo Rec(+) según su origen
PR del generador que proveyó la generación de seguridad
Efecto de las Generaciones de Seguridad Fuera de Mérito en el componente R de la Fórmula Tarifaria

Recomendaciones de corto plazo

Se pueden implementar en menos de 3 meses

4. Reconciliaciones Negativas

Asignar todas las reconciliaciones negativas a aliviar los costos de restricciones como era originalmente con la resolución CREG 024 de 1995.

5. Clasificación y costo de las Restricciones

Clasificar en forma separada las restricciones debidas a los STR o SDL de las debidas al STN para dar señales claras de las causas de las mismas

Eliminar de las restricciones los costos que no son asociados a las mismas como el ingreso regulado por el uso de la planta de regasificación, el programa ahorrar paga, el pago de almacenamiento de agua según el estatuto de desabastecimiento.

6. Modificar Res. CREG 051 de 2009

Optimización de las configuraciones de las plantas térmicas

7. Precios de Reconciliación

Utilizar la misma información de precios de contrato de combustible de gas que los agentes declaran al gestor del mercado de gas.

Tener en cuenta para el cálculo del CSC y CTC, las Ventas de Gas Natural y de Capacidad de Transporte que los generadores realizan en el Mercado Secundario y en los Procesos Úselo o Véndalo de Suministro y Transporte Regular

Declaración de precios de combustibles semanal e iguales a los del cálculo del precio marginal de escasez

Recomendaciones de mediano plazo

Se pueden implementar en un período de 1 a 2 años

1. Asignación de los costos asociados con las Reconciliaciones positivas

Asignación en forma gradual de las restricciones de los STR y SDL a los OR en un período de 5 años. Condicionando el paso a tarifa de los costos de restricciones cuando estas se asignen a los OR en el evento en que no definan obras para mitigarlas.

2. Modificar Res. CREG 051 de 2009

Período de resolución del despacho y redespacho a 15 min

Metodología coherente para la asignación de la generación fuera de mérito y su remuneración

Analizar la posibilidad regresar a un despacho con oferta unificada de precio más PAP

3. Precios de Reconciliación

Revisar la variable COM, puede discriminarse todo tipo de tecnologías

4. Mantenimientos

Establecer incentivos para los agentes para minimizar los mantenimientos fuera del plan y emergencia

Recomendaciones de mediano plazo

Se pueden implementar en un período de 1 a 2 años

5. Variabilidad de la demanda

- Realizar el pronóstico de la demanda diariamente
- Penalizar las desviaciones del pronóstico demanda de los usuarios no regulados conectados directamente al Nivel de Tensión 4 y al STN
- Implementar el AGC por áreas

6. Decisiones de obras para reducir las restricciones

- Obras recomendadas por el CND sean un insumo para la UPME con verificación máxima en dos meses. Cuando la UPME verifique B/C > 1, la obra debe ser vinculante.
- Convocatorias de la UPME desiertas, enviar a CREG análisis de riesgos para reapertura del procesos (máx. 6 meses)

7. Criterios de Confiabilidad

- La confiabilidad se debe separar claramente entre suficiencia y seguridad con base en la definición de la NERC.
- Usar criterios probabilísticos para evaluar la suficiencia y determinísticos para determinar la seguridad
- Para el cálculo de las probabilidades utilizar la metodología regulada para el cálculo del VERPC, sin igualar la confiabilidad para las diferentes subáreas eléctricas.

8. Pruebas

- Todas las Pruebas de Generación deben ser tomadoras de precio y liquidarse a Precio de Bolsa Nacional

Redes Inteligentes • Ciudades Inteligentes • Mundo Inteligente

www.phc.com.co