



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**RESTRICCIONES EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL - SIN**

**DESVIACIONES PROYECCIONES DE
DEMANDA
Y MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DE
ASIGNACIÓN DE LAS RECONCILIACIONES
POSITIVAS**

DOCUMENTO CREG-063
30-AGOSTO-2019

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

Contenido

1. ANTECEDENTES.....	81
2. INFORMACIÓN GENERAL	85
3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	86
3.1 Problema de desviaciones de demanda.....	86
3.2 Problema de la necesidad de generación de seguridad fuera de mérito y la asignación de sus costos	87
4. OBJETIVO	97
5. ALTERNATIVAS.....	97
5.1 Alternativas - Desviaciones de la demanda.....	97
5.1.1 Alternativa 1: Mantener la reglamentación vigente.....	97
5.1.2 Alternativa 2: Propuesta presentada con la Resolución CREG 034 de 2019	98
5.1.3 Alternativa 3: Ajuste propuesta Resolución CREG 034 de 2019	99
5.2 Alternativas – Problema de la necesidad de generación de seguridad fuera de mérito y la asignación de sus costos	106
5.2.1 Alternativa 1: Mantener la reglamentación vigente.....	106
5.2.2 Alternativa 2: Modificar la regulación relacionada con la asignación de las reconciliaciones positivas.....	107
6. CONSULTA PÚBLICA.....	108
7. ANÁLISIS DE IMPACTOS	109
8. ÍNDICADORES DE SEGUIMIENTO	110
9. CONCLUSIONES	110
Ilustración 1. Aspectos que afectan los costos de las restricciones.....	81
Ilustración 2. Horizontes para ajustes a aspectos que afectan las restricciones ...	81
Ilustración 3. Variación porcentual entre el pronóstico de demanda y demanda real para 2018.....	86
Ilustración 4. Restricciones con mayor participación en el cuarto trimestre de 2018	87
Ilustración 5. Esquema para revisión pronóstico de demanda.....	98
Ilustración 6. Mercado de comercialización	100
Ilustración 7. Entrega de pronósticos de demanda al CND por comercializadores	101
Ilustración 8. Histograma UCPs del SIN	103
Ilustración 9. Histograma UCPs del SIN, sin UCPs industriales	104

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 79

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

Ilustración 10. Sobrecostos restricciones por aumento demanda.....105

Ilustración 11. Sobrecostos restricciones por disminución de demanda.....106

Tabla 1: Listado de empresas que remitieron comentarios a la Resolución CREG
034 de 2019.....84

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 80

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

1. ANTECEDENTES

Teniendo en cuenta la relevancia que han adquirido los costos de las restricciones en la tarifa al usuario final, la CREG publicó para comentarios la Resolución 034 de 2019. En el documento CREG 022 de 2019, soporte de esta resolución, se identifica que las razones por las cuales se presentan dichos costos son de múltiple índole, destacándose las siguientes: i) falta de infraestructura, ii) disponibilidad de activos de transporte, iii) reglas operativas, iv) cambios en demanda y v) características de las plantas de generación, ver ilustración 1.

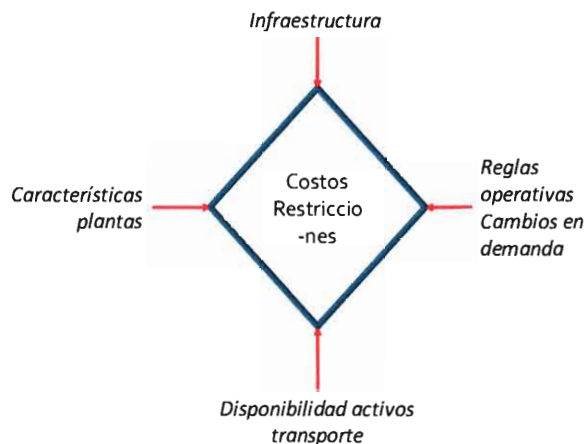


Ilustración 1. Aspectos que afectan los costos de las restricciones

Teniendo en cuenta lo anterior, la CREG ha identificado que los ajustes que se requieren se deben implementar en diferentes horizontes, ver ilustración 2.

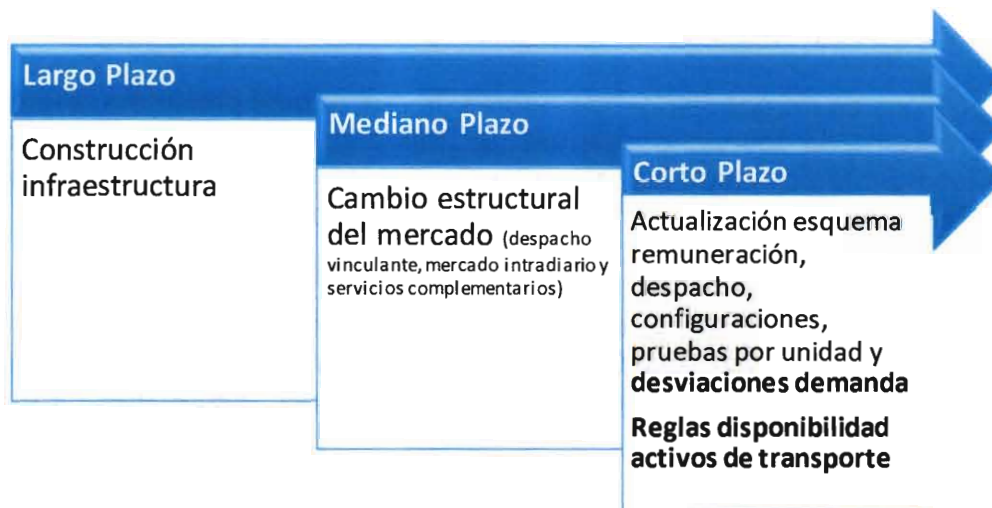


Ilustración 2. Horizontes para ajustes a aspectos que afectan las restricciones

20 RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 81

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

Los cambios a los temas estructurales son de mediano y largo plazo, y corresponde a la entrada de nuevos equipos en transporte, que llevan a aliviar los agotamientos de la infraestructura. Los cambios operativos pueden ser de mediano y corto plazo, siendo los de mediano plazo las reformas a la forma en que opera el mercado y los de corto plazo, ajustes en el despacho, en el marco del esquema vigente de la operación de la bolsa.

Adicionalmente, en los informes de restricciones y de costos de reconciliación positiva que se han presentado en el sistema, se identifica que, dentro de los principales causantes de las generaciones de seguridad fuera de mérito, se encuentran las restricciones debidas a los retrasos de proyectos de expansión en el SIN y la indisponibilidad de elementos por la ejecución de mantenimientos.

En ese sentido, la Resolución CREG 034 de 2019 contiene propuestas de ajustes de corto plazo en los siguientes temas:

- Remuneración por reconciliación positiva de plantas térmicas. define mecanismo para establecer los costos de suministro y transporte de combustible con declaraciones *ex-post* a la operación y auditoría a los valores facturados.

Publicación de la información de pagos por reconciliación positiva por planta, para que los usuarios tengan la información relevante para hacer seguimiento y control.

- Despacho económico: de tal manera que la configuración de las plantas térmicas de ciclo combinado no sea un dato de entrada, sino que sea una variable de decisión en la optimización, tomando en consideración las configuraciones factibles. Igualmente, se plantea adelantar auditorías técnicas a las características técnicas de las configuraciones.
- Pronósticos de demanda por operadores de red: lo más próximo a la realización del programa de despacho. Además, se define un esquema de incentivos para que los agentes apliquen las mejores prácticas en los pronósticos de demanda, de tal manera que resulten ajustados a la demanda real.
- Pruebas de generación: se propone que, cuando una planta compuesta por varias unidades, saque a pruebas una de sus unidades, se considere en prueba solamente la unidad declarada como tal, y el resto de unidades de la planta se considere en las mismas condiciones de cualquier planta que oferta en el sistema.

Una vez se recibieron los comentarios a la Resolución CREG 034 de 2019, realizados por 39 empresas que se encuentran listadas en la tabla 1, la CREG hizo el análisis de los mismos y ha encontrado conveniente hacer una nueva consulta sobre las desviaciones en los pronósticos de demanda, antes de proceder a expedir

20 RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 82

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

la norma definitiva, dado que los ajustes que se proponen tienen un enfoque diferente al publicado con la norma en comentarios.

Conjuntamente, en esta nueva consulta se consideró necesario revisar la asignación de reconciliaciones positivas para que sean encausadas a los agentes responsables de los activos que las originan. Para esto, se propone modificar las reglas de asignación establecidas en la regulación vigente, y crear incentivos para ejecutar mantenimientos de manera más eficiente, que causen menores costos al sistema.

Además, dentro de la nueva consulta se encontró conveniente incluir el desarrollo del marco regulatorio de las reglas de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollan las actividades del servicio público domiciliario de energía eléctrica, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 080 de 2019, para los agentes del Sistema Interconectado Nacional, SIN: generadores, comercializadores, transmisores nacionales, distribuidores de los sistemas de transmisión regional y sistemas de distribución local, CND, ASIC y LAC, a los que les aplicará las reglas de comportamiento según corresponda en cuanto a su participación en las restricciones del Sistema Interconectado Nacional.

Finalizada esta nueva etapa de consulta, la Comisión procederá a realizar los análisis de estos elementos presentados en esta nueva resolución, para adoptar las decisiones correspondientes a los dos proyectos de resolución sometidos a consulta, la Resolución CREG 034 de 2019 y la actual resolución.

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 83

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

No.	Empresa	Radicado
1	Generación y mercados energía	E-2019-005396
2	Termovalle	E-2019-005699
3	Emcali	E-2019-005718
4	Proeléctrica	E-2019-005728
5	Isagen	E-2019-005731
6	TGI	E-2019-005741
7	Enertolima	E-2019-005749
8	South32	E-2019-005758
9	Cerromatoso	E-2019-005760
9	Naturgas	E-2019-005761E-2019-005775
10	Acolgen	E-2019-005769
11	Epm	E-2019-005774
12	Codensa	E-2019-005785
13	Termoemcali	E-2019-005788
14	Asocodis	E-2019-005789
15	C.N.O.	E-2019-005790
16	Termocandaria	E-2019-005791
17	CEO	E-2019-005792
18	Newgen	E-2019-005793
19	Tebasa	E-2019-005794E-2019-005850
20	Axia	E-2019-005795
21	Emgesa	E-2019-005796
22	Andeg	E-2019-005798E-2019-005836
23	XM	E-2019-005801
24	Acce	E-2019-005803
25	Promigas	E-2019-005806
26	CAC	E-2019-005807
27	Electricaribe	E-2019-005808
28	Andesco	E-2019-005809
29	Ecopetrol	E-2019-005816
30	Ebsa	E-2019-005817
31	Andi	E-2019-005818E-2019-005847
32	Optima Consultores	E-2019-005820
33	Celsia	E-2019-005821
34	Ferro Colombia	E-2019-005823
35	Asoenergía	E-2019-005824
36	Gecelca	E-2019-005855
37	Enertotal	TL-2019-000121
38	SSPD	E-2019-005893
39	Ingredion	E-2019-005904

Tabla 1: Listado de empresas que remitieron comentarios a la Resolución CREG 034 de 2019

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 84

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

2. INFORMACIÓN GENERAL

En el Sistema Interconectado Nacional (SIN), de acuerdo con la Resolución CREG 035 de 1999, las restricciones se deben a limitaciones que se presentan en la operación, que tiene su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada, o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en eléctricas y operativas.

La infraestructura eléctrica está compuesta por las redes del Sistema de Transmisión Nacional (STN), Sistemas de Transmisión Regional (STR), Sistema de Distribución Local (SDL), activos de conexión al STN, activos de uso del STN o interconexiones internacionales.

Las restricciones eléctricas se deben a limitaciones en el equipamiento del STN, o de activos de conexión al STN, o de los STR y/o SDL, o de las interconexiones internacionales, tales como límites admisibles en la operación de equipos de transporte o transformación, límites en la operación del equipamiento que resultan del esquema de protecciones (locales o remotas), límites de capacidad del equipamiento o, indisponibilidad de equipos.

Las restricciones operativas se deben a exigencias que requiere el sistema eléctrico para garantizar la seguridad de las áreas operativas, los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica, los requerimientos de compensación reactiva y los de regulación de frecuencia del SIN.

Para atender los problemas de restricciones en las redes, en la medida en que no se instale nueva infraestructura para cubrirlas, se utilizan los recursos de generación ubicados en las áreas eléctricas donde se presenta la restricción.

Si dichos recursos de generación no salen en el programa de despacho por mérito, en todo caso son despachados para cubrir la restricción. Lo anterior es lo que se denomina reconciliación positiva, la cual se remunera con las reglas definidas en la Resolución CREG 034 de 2001.

La Resolución CREG 034 de 2001 establece las metodologías para remunerar la reconciliación positiva de las plantas hidráulicas y térmicas. Las plantas hidráulicas se remuneran a costo de oportunidad, siendo este precio el de la bolsa de energía. Las plantas térmicas se remuneran según sus costos, para lo cual se tienen en cuenta el precio de los combustibles y los costos de operación y mantenimiento, entre otros.

La Resolución CREG 063 de 2000 establece las reglas de asignación de las generaciones de seguridad y de los costos de reconciliación positiva, asociados con restricciones y redespachos.

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 85

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

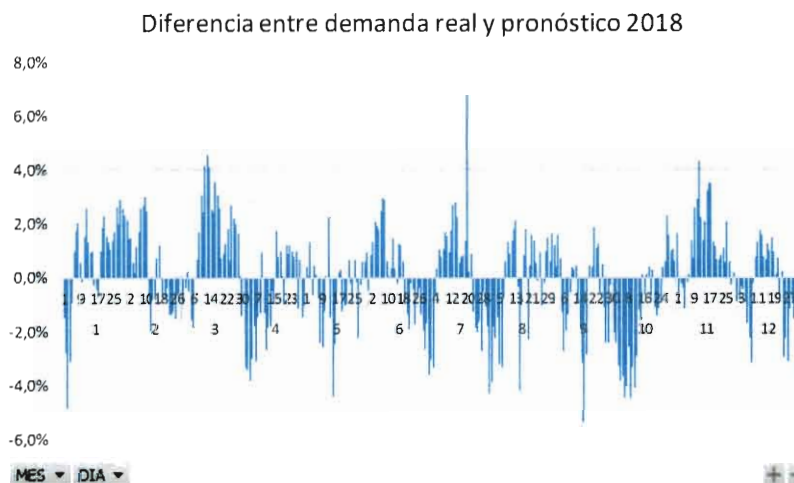


Con base en la anterior resolución, en el SDL los costos de reconciliación positiva se asignan al OR cuando él solicite la generación de seguridad fuera de mérito, y en nivel 4 se le asignan solo por restricciones eléctricas o soporte de reactivos. En el STN se asignan a los comercializadores del SIN, es decir, se trasladan a la demanda, cuando se deben a restricciones eléctricas y soporte de voltaje.

3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

3.1 Problema de desviaciones de demanda

Para el despacho diario, el pronóstico de demanda es un insumo relevante para programar el parque de generación, teniendo en cuenta la disponibilidad de las redes en el sistema. Sin embargo, cuando comparamos el pronóstico demanda contra el consumo real, se encuentra que las desviaciones son significativas. En la ilustración 3 se tienen las diferencias porcentuales entre el pronóstico de demanda frente a la demanda real durante el año 2018.



Fuente: XM S.A. E.S.P.

Ilustración 3. Variación porcentual entre el pronóstico de demanda y demanda real para 2018

Las desviaciones en el pronóstico de demanda conllevan a cambios en el programa de despacho de generación, lo cual es inconveniente, dado que afecta la programación de la generación de seguridad, compromete la seguridad y la confiabilidad de la operación.

Por lo anterior, se encuentra conveniente mejorar el proceso de pronósticos de demanda.

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 86

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

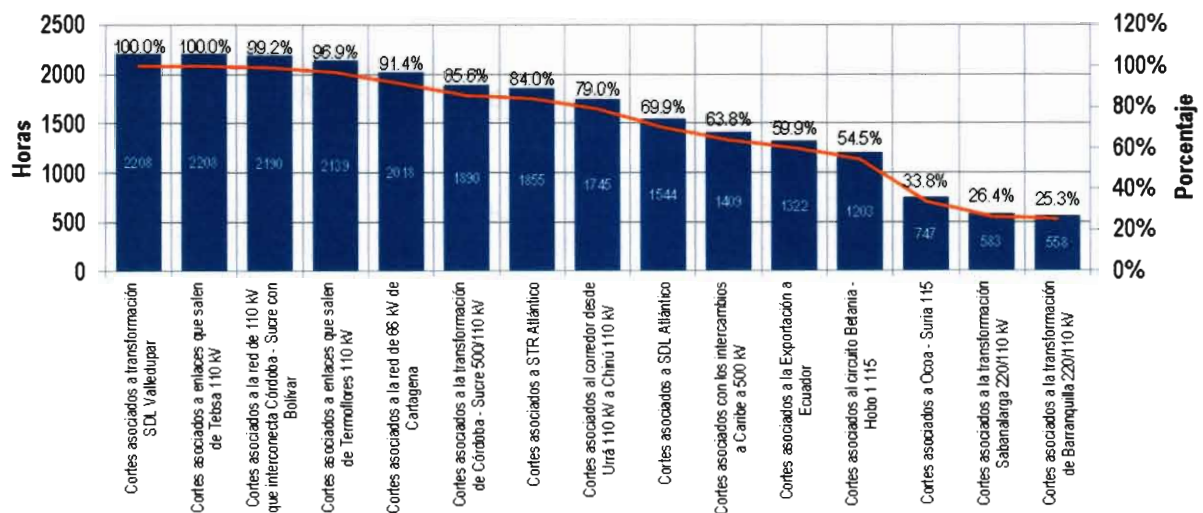
3.2 Problema de la necesidad de generación de seguridad fuera de mérito y la asignación de sus costos

En cuanto a las causas de las generaciones de seguridad fuera de mérito, en los informes de restricciones elaborados por el operador del sistema, se identifica que la falta de la expansión requerida por el sistema y la salida a mantenimiento de activos, así como los retrasos en su ejecución, hacen parte de los principales problemas identificados.

En el informe de restricciones de febrero de 2019, XM muestra la gráfica que se presenta en la Ilustración 4, en la cual se puede identificar que en el sistema se están presentando varias restricciones originadas por el retraso en la entrada en operación de proyectos de ampliación de capacidad de transformación o de transporte, y que las mismas están causando costos de generación de seguridad para poder atender la demanda pronosticada.

Situación Actual del SIN

Restricciones Técnicas con Mayor Participación en 4T 2018



Fuente: XM S.A. E.S.P.

Ilustración 4. Restricciones con mayor participación en el cuarto trimestre de 2018

Si bien en la gráfica se muestran aquellas que tienen mayor participación en el trimestre analizado, en el informe de restricciones del operador se puede observar una cantidad importante de restricciones de alerta y de emergencia que se tienen en el sistema, y que están ocasionando altos costos de reconciliaciones positivas por la generación de seguridad fuera de mérito.

De otra parte, según los informes de restricciones, las generaciones de seguridad fuera de mérito se ven incrementadas por el mantenimiento de activos del sistema.

RESTRICCIONES EN EL SIN

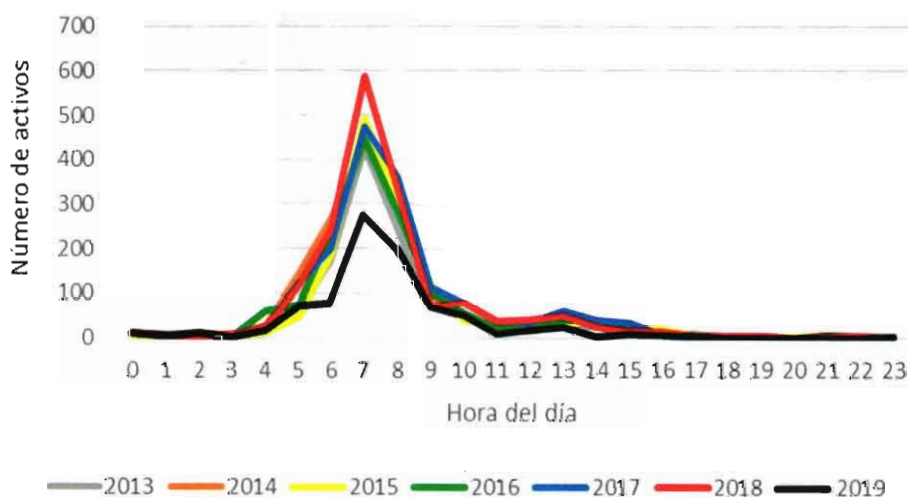
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 87

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

Al respecto, la CREG revisó la información de mantenimientos de activos del STN y STR, suministrada por XM, con el fin de identificar sus características. El análisis de la información se realizó siguiendo los pasos que se mencionan a continuación:

- i. Se utilizó la información de mantenimientos en el STR del año 2013 a junio de 2019. Para el STN se utilizó la información de los años 2013 a 2018.
- ii. Se utilizó la información de mantenimientos que inician y terminan durante un mismo día. Esta consideración fue tomada para el análisis, dado que se encontraron inconsistencias en la información de mantenimientos que duraban más de un día, tales como fechas de inicio posteriores a la fecha de finalización, que afectarían la calidad del análisis.
- iii. Se identificó la hora de inicio y finalización de los mantenimientos con base en la información de ejecución real.
- iv. Para realizar el análisis por áreas (regiones), se asignó el área a cada activo con base en su ubicación geográfica. En los casos de líneas, se asignó el área según la subestación de llegada.

Con base en lo anterior, se identifica la práctica común en la ejecución de mantenimientos y sus resultados se exponen a continuación.

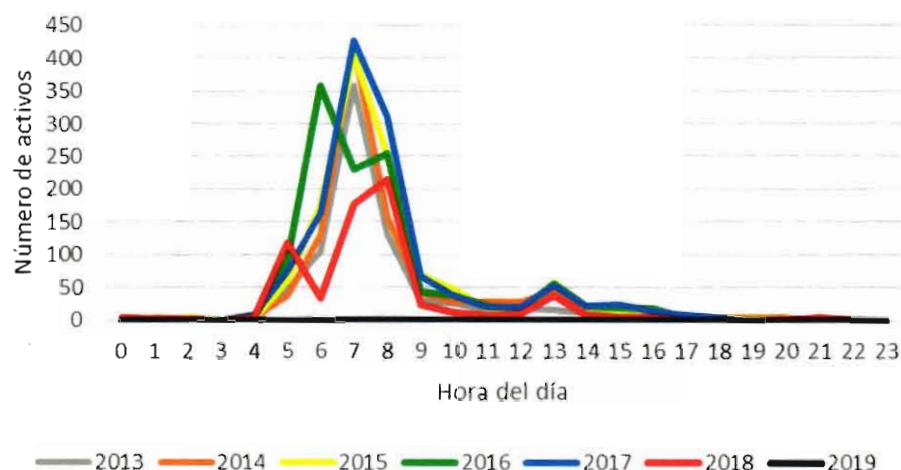


Gráfica 1. Cantidad de activos del STR que iniciaron mantenimiento en cada hora

90 RESTRICCIONES EN EL SIN

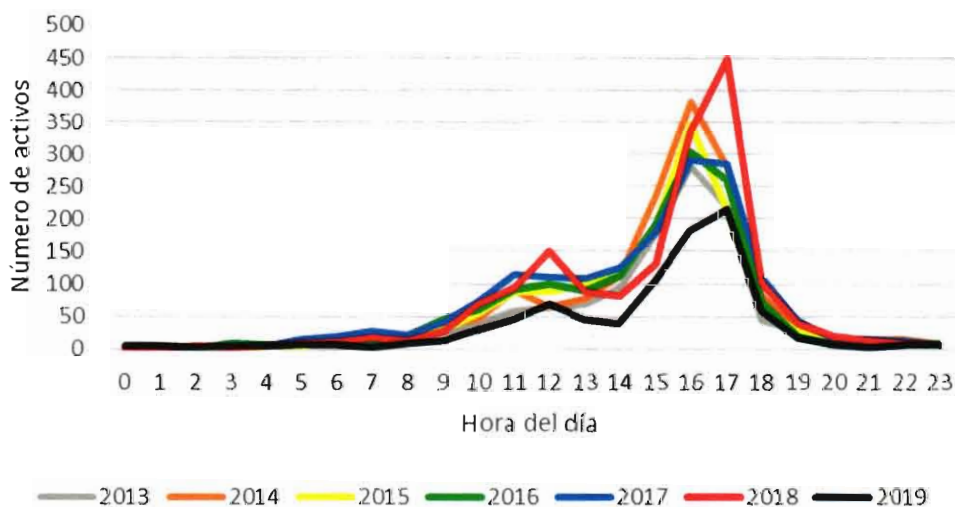
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 88

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.



Gráfica 2. Cantidad de activos del STN que iniciaron mantenimiento en cada hora

Las gráficas 1 y 2 muestran que, tanto en los STR como en el STN, el período entre las 7 y las 8 de la mañana es la hora en la que se inician las labores de mantenimiento en los activos del sistema.

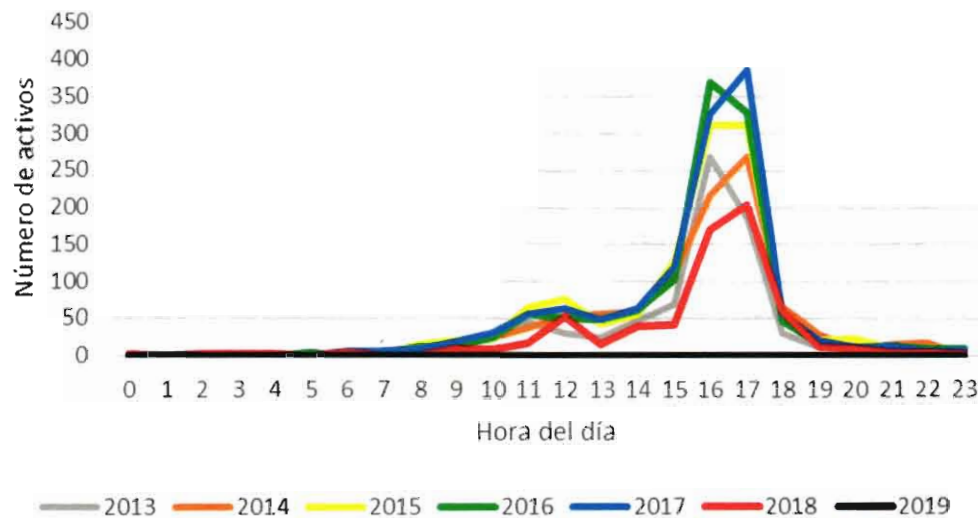


Gráfica 3. Cantidad de activos del STR que finalizaron mantenimiento en cada hora

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 89

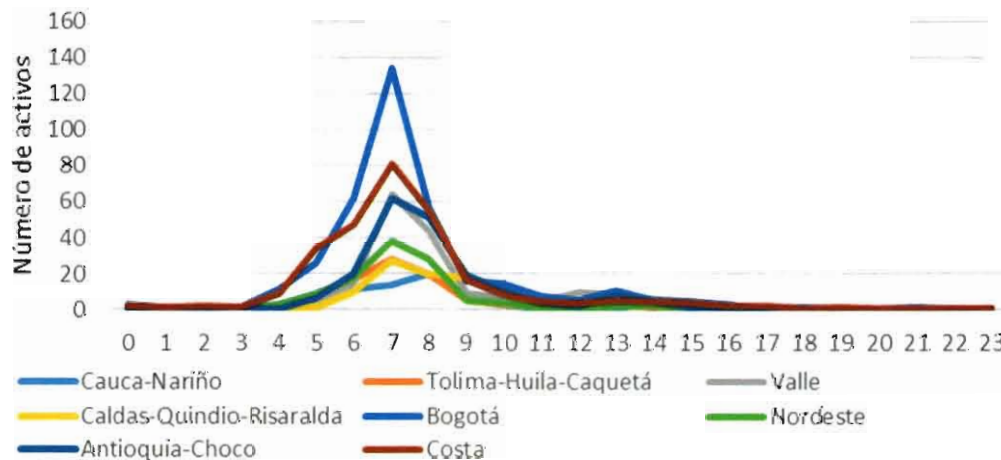
Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.



Gráfica 4. Cantidad de activos del STN que finalizaron mantenimiento en cada hora

De la revisión de las gráficas 3 y 4 se concluye que las labores de mantenimiento normalmente se están finalizando entre las 4 y las 5 de la tarde de cada día, tanto para los STR como para el STN.

Ahora, se consideró importante revisar si estas tendencias se mantenían en las diferentes áreas. Para responder a este interrogante se elaboraron las gráficas que se presentan a continuación, en la cuales se obtuvo un promedio de la información anual.



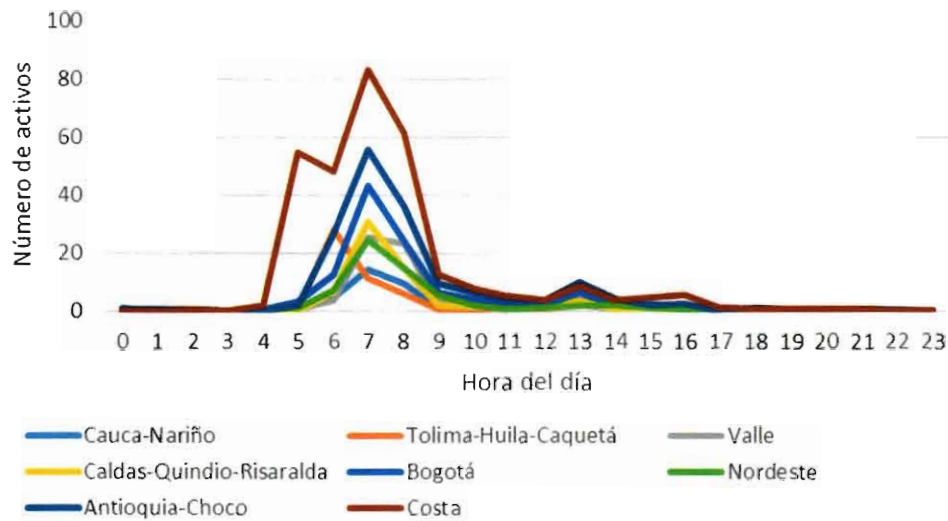
Gráfica 5. Cantidad promedio de activos del STR, por área, que iniciaron mantenimiento en cada hora

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 90

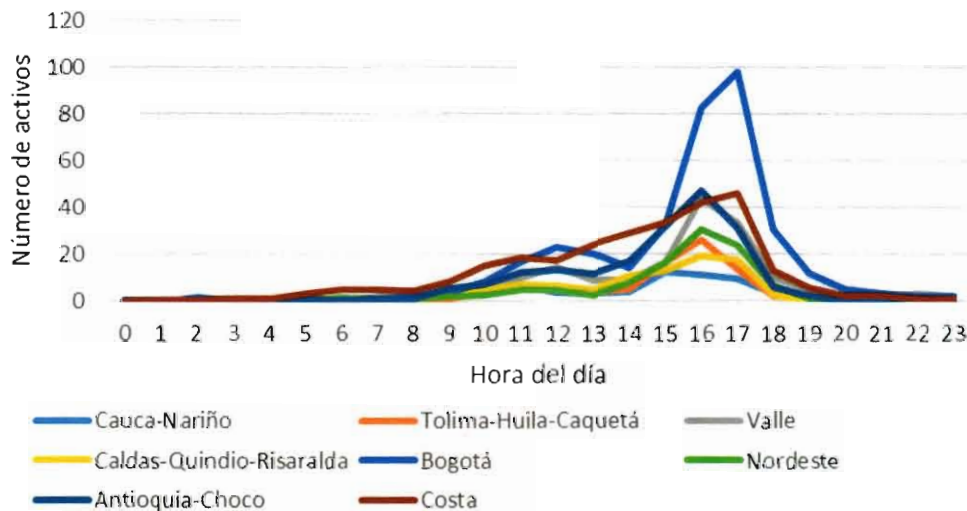
Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

[Firma manuscrita]



Gráfica 6. Cantidad promedio de activos del STN, por área, que iniciaron mantenimiento en cada hora

Las gráficas 5 y 6 muestran que en las diferentes áreas se presenta el mismo comportamiento, es decir, los mantenimientos están iniciando entre las 7 y las 8 de la mañana.



Gráfica 7. Cantidad promedio de activos del STR, por área, que finalizaron mantenimiento en cada hora

RESTRICCIONES EN EL SIN

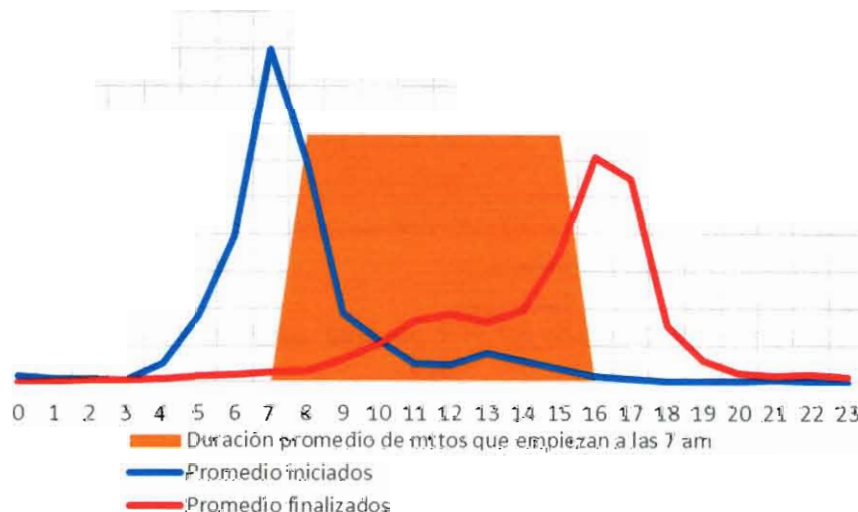
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 91

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.



Igualmente, la finalización de las labores de mantenimiento en las diferentes áreas de los STR y del STN se están dando en el horario comprendido entre las 4 y las 5 de la tarde de cada día.

Tal como se espera al ver los resultados de las anteriores gráficas, del análisis de la información del tiempo de ejecución real de los mantenimientos se encuentra que la duración promedio de los mantenimientos iniciados entre las 7 y las 8 de la mañana es de 8 horas. Mediante las gráficas 9 y 10 se ilustra este resultado.

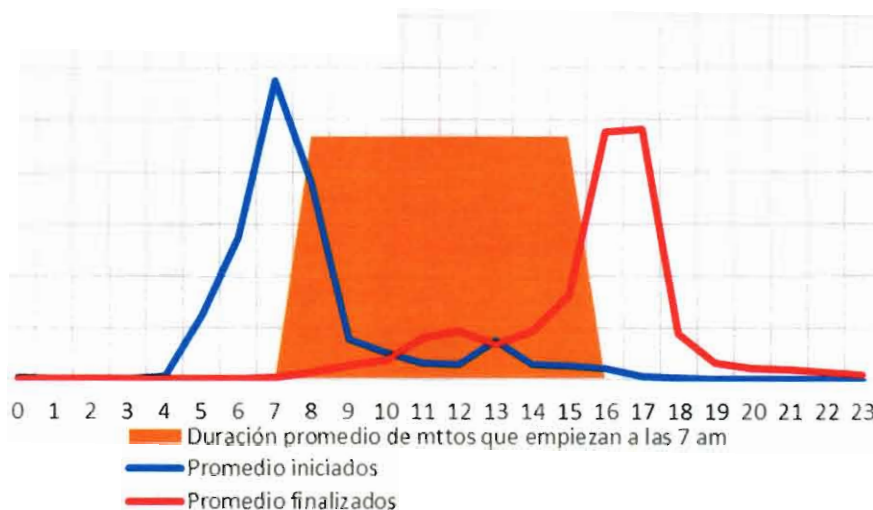


RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 92

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

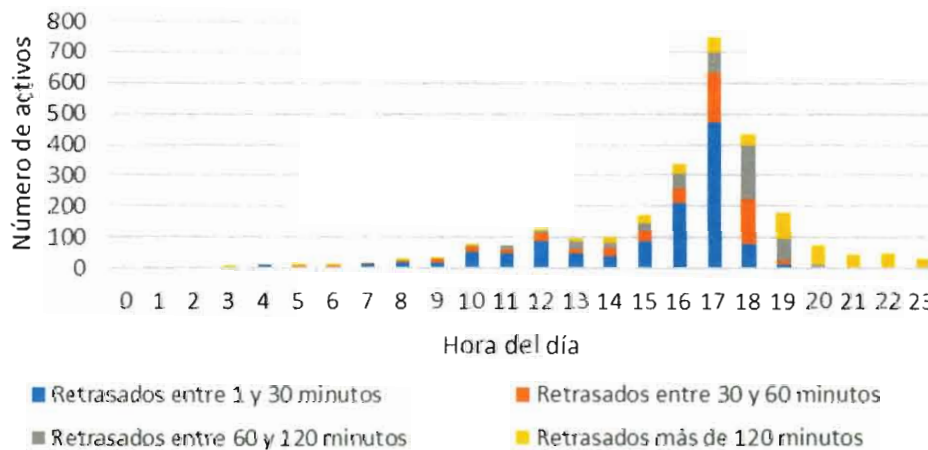
[Firma manuscrita]



Gráfica 10. Duración promedio del mantenimiento en activos del STN 2013 - 2018

De este análisis también se concluye que el comportamiento en los STR es muy similar al del STN.

Otro aspecto analizado fue el incumplimiento en la duración prevista para la ejecución del mantenimiento. Para esto se comparó la duración programada para cada mantenimiento frente a la duración real de su ejecución. Los resultados de este ejercicio se muestran en las siguientes gráficas y también consideran la información entre 2013 y 2019.



Gráfica 11. Tiempo de retraso en los mantenimientos de activos del STR

RESTRICCIONES EN EL SIN			
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 93

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.



Gráfica 12. Tiempo de retraso en los mantenimientos de activos del STN

En las gráficas 10 y 11 se muestra el incumplimiento en la duración prevista para el mantenimiento de activos y se clasifica según la magnitud de este incumplimiento (retraso). El ejercicio fue hecho tomando los mantenimientos que terminan en cada hora y revisando su duración programada en comparación con la real.

Se observa en las anteriores gráficas que los retrasos normalmente duran entre 30 minutos y una hora, pero que también hay una cantidad no despreciable de mantenimientos que se retrasan hasta una o dos horas respecto a la duración prevista. Nuevamente se observa que el comportamiento en los STR es similar al del STN.

Dada la necesidad de identificar el impacto en las reconciliaciones positivas que están generando el mantenimiento de los activos del sistema, y dado que esta información no se encuentra procesada, XM suministró los archivos de "Recomendaciones Eléctricas por Consignaciones", que contienen la información diaria y horaria de los activos en mantenimiento y las plantas de generación necesarias para respaldarlos. Se sugirió a la CREG cruzar esta información con la de energía y los costos de las reconciliaciones positivas diarias, horarias y por recurso, con el fin de filtrar únicamente las reconciliaciones positivas relacionadas con los mantenimientos.

El anterior ejercicio fue realizado con información comprendida entre enero de 2018 y junio de 2019, y con base en este análisis se identificó la cantidad de energía de la generación de seguridad y el costo de las reconciliaciones positivas que representa.

En las gráficas 13 y 14 se muestra la energía y el costo de las reconciliaciones positivas asociados a los mantenimientos en los activos de los STR. En las gráficas

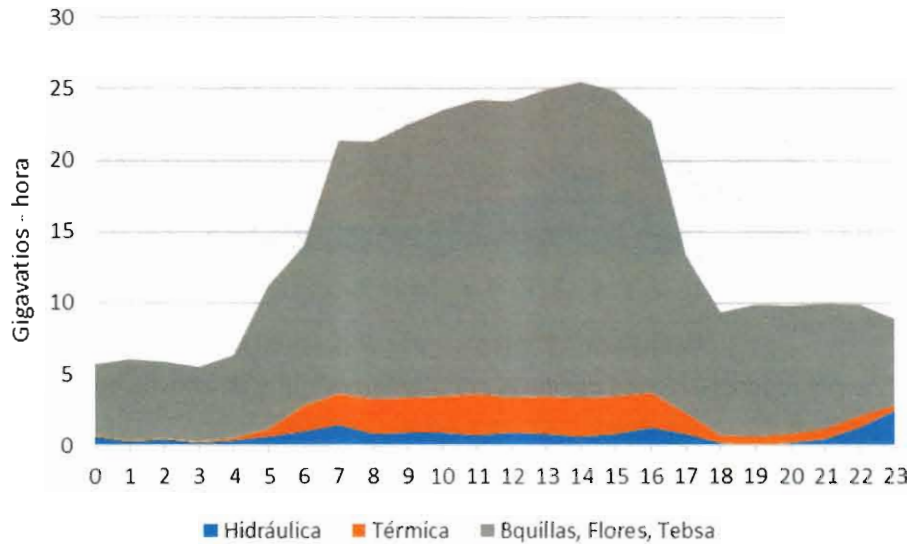
RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 94

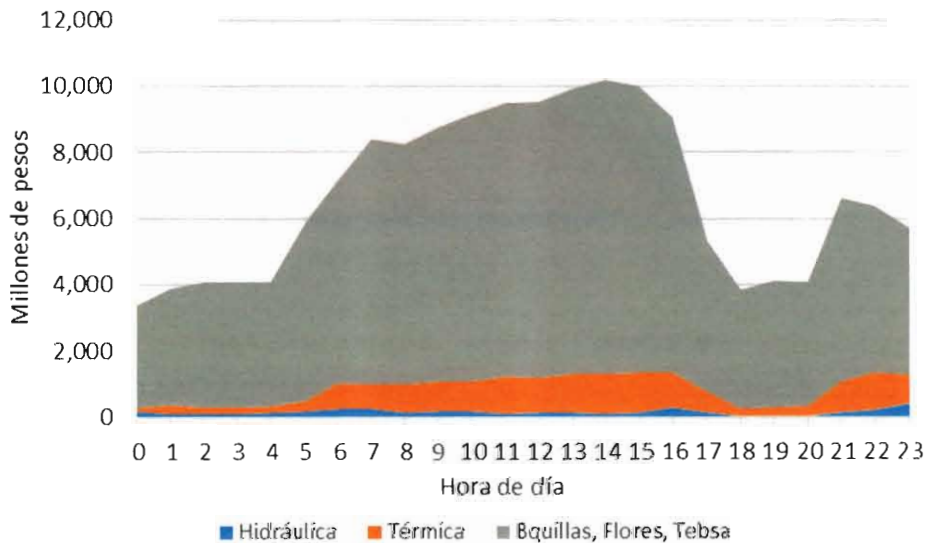
Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

se diferencia la generación de las plantas térmicas del Atlántico, dada su relevancia frente a las demás.

Las gráficas muestran la sumatoria en cada hora, de los dos años analizados, de la energía o del costo causado por el mantenimiento de los activos.



Gráfica 13. Energía reconciliaciones positivas por mantenimientos de activos del STR 2018 - 2019



Gráfica 14. Costo reconciliaciones positivas por mantenimientos de activos del STR 2018 - 2019

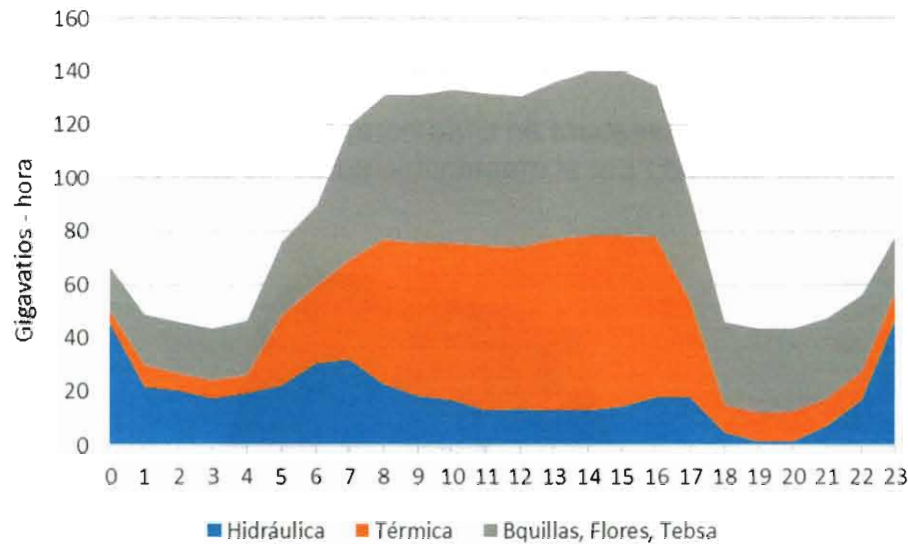
Este mismo ejercicio se realizó con la información de mantenimiento de activos del STN, y el resultado se muestra en las gráficas 15 y 16.

RESTRICCIONES EN EL SIN

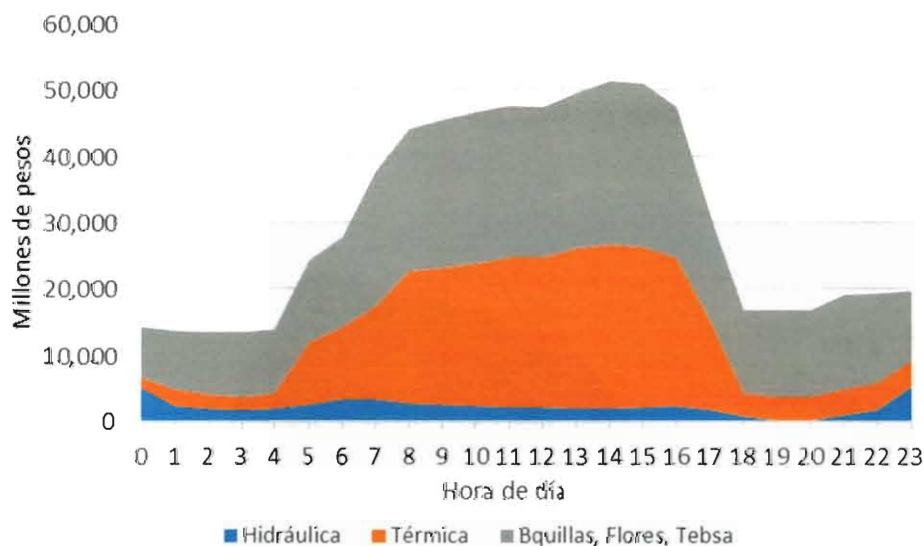
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 95

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

[Firma manuscrita]



Gráfica 15. Energía reconciliaciones positivas por mantenimientos de activos del STN 2018 - 2019



Gráfica 16. Costo reconciliaciones positivas por mantenimientos de activos del STN 2018 - 2019

Del análisis de la información se identifica que el mantenimiento de activos de los STR causó un costo de más de 160.000 millones de pesos en reconciliaciones positivas, mientras que, para los activos del STN, este costo ascendió a más de 720.000 millones de pesos.

Al comparar las gráficas de costo de reconciliaciones positivas por el mantenimiento de los activos, con las gráficas que muestran la práctica común en la ejecución de mantenimientos (gráficas 9 y 10), es posible observar una relación directa entre ellas que explica el comportamiento.

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 96

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

[Firma manuscrita]

Si bien la CREG entiende que este ejercicio es la mejor aproximación posible al costo que está causándose en el sistema por las reconciliaciones positivas necesarias para atender la demanda de manera confiable cuando se realizan mantenimientos de los activos, es necesario recaudar más información para aclarar si dicha generación también fue requerida por otras causas.

4. OBJETIVO

El objetivo del presente documento es proponer ajustes a: i) la oportunidad para declarar el pronóstico de demanda, ii) el agente encargado de hacer la declaración y iii) los incentivos por las desviaciones a los pronósticos de demanda.

Además, proponer ajustes a la asignación de los costos de las reconciliaciones positivas, para que estos sean asumidos por los agentes que las causan, ya sea por retrasos en la expansión, restricciones eléctricas de su responsabilidad o mantenimiento de activos.

Todo lo anterior, teniendo en cuenta los comentarios que se recibieron a la propuesta presentada en la Resolución CREG 034 de 2019.

5. ALTERNATIVAS

5.1 Alternativas - Desviaciones de la demanda

A continuación, se presentan las propuestas del proceso de entrega de los pronósticos de demanda, el agente responsable y los incentivos por las desviaciones a dichos pronósticos.

5.1.1 Alternativa 1: Mantener la reglamentación vigente

Respecto a los pronósticos de demanda a utilizar en el despacho económico, la Resolución CREG 025 de 1995 establece el siguiente procedimiento:

- i. El día miércoles de la semana anterior (s-1) a la semana de operación (s), el CND remite a los operadores de red, OR, el pronóstico de demanda para cada una de las 24 horas de cada día de la semana.
- ii. El CND recibe los comentarios de los operadores de red hasta el día viernes de la semana s-1.

Con la reglamentación vigente, no se cuenta con incentivos por desviaciones en los pronósticos de demanda.

 RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 97

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

5.1.2 Alternativa 2: Propuesta presentada con la Resolución CREG 034 de 2019

Partiendo del pronóstico semanal, se propone que para el programa de despacho del día d , que se hace en el día $d-1$, se tenga un pronóstico revisado y ajustado. Para lo cual el CND remitirá un pronóstico revisado de demanda a los operadores de red, el día $d-2$ en la mañana y en la tarde de ese mismo día, el agente se pronuncia sobre el mismo, tal como se puede ver en la ilustración 10.

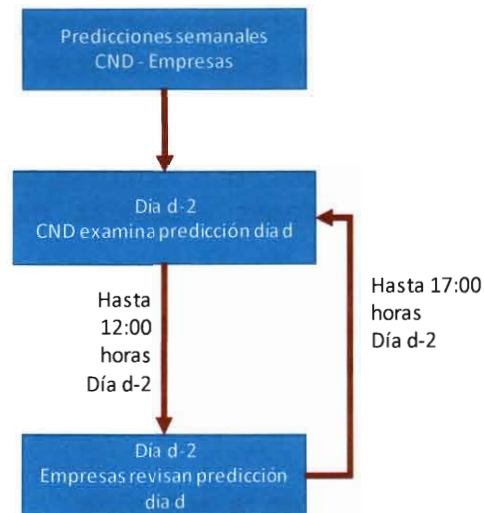


Ilustración 5. Esquema para revisión pronóstico de demanda

Incentivo para pronóstico de demanda

Con el fin de dar los incentivos para que los agentes apliquen las mejoras prácticas en la revisión de los pronósticos de demanda, se propone dar un valor a las desviaciones de los pronósticos por encima del 1%. Dicho valor se asociará al 50% del costo unitario de las restricciones. El costo de la desviación debe quedar a cargo de la empresa y no se podrá trasladar a los usuarios.

El procedimiento propuesto es el siguiente:

- i. Se determina la desviación absoluta del pronóstico de demanda de la empresa j para el día d , aplicando la siguiente ecuación:

$$Desviación_{j,d} = \frac{|D_{p,d} - D_{r,d}|}{D_{r,d}} \times 100 - 1\%$$

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 98

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

Donde:

$D_{p,d}$ Demanda pronóstico para el día d .

$D_{c,d}$ Demanda real para el día d

- ii. Se determina la cantidad de energía desviada como el producto entre la desviación (%) y la demanda comercial.
- iii. El valor de la energía desviada es el producto entre la cantidad desviada por el 50% del costo unitario de las restricciones (CUR). Siendo que el CUR es la relación del valor en pesos (\$) de las restricciones y la demanda real, ambas del SIN.
- iv. El valor anterior estará a cargo del operador de red, responsable del pronóstico o a cargo del representante de la frontera, en el caso de las cargas conectadas directamente al STN. Dicho valor no se podrá pasar al CU, se recauda por el ASIC y se utilizará para aliviar el costo de las restricciones.
- v. En caso de que la desviación de pronóstico se cause por falta de información en los cambios en la demanda por parte del comercializador al operador de red, el costo de la desviación la podrá trasladar el OR al comercializador, en proporción al valor de la desviación sin reportar.

5.1.3 Alternativa 3: Ajuste propuesta Resolución CREG 034 de 2019

A la propuesta que se hizo mediante la Resolución CREG 034 de 2019, fundamentada en el esquema vigente para el procedimiento de las proyecciones, tal como se presentó en el numeral 5.1.2, en donde los operadores de red, OR, son los encargados de revisar las proyecciones remitidas por el CND, los agentes manifestaron varios reparos, dado que la relación con el usuario y la responsabilidad de la medida son del comercializador, siendo el OR un tercero que facilita el proceso, sin ninguna responsabilidad sobre las desviaciones.

Por otra parte, se comentó que la franja de desviación del 1% para no incurrir en pago por desviación, es baja, dado que en la práctica se muestra que una predicción con una certeza el 99% es poco probable.

La actividad de comercialización, según se define en la Resolución CREG 024 de 1995, consiste en la compra y venta de energía en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

Los comercializadores son los encargados de comprar la energía eléctrica, proporcionar el suministro de la energía a los clientes finales a través de las redes

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 99

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.




de transporte de la zona y facturar el servicio mediante las lecturas de los medidores de cada cliente.

Teniendo en cuenta lo anterior, se identifica que el pronóstico del consumo debe recaer en los comercializadores, agentes que compran la energía para atender sus clientes. En ese sentido, se entiende que los comercializadores son los que deben asumir la responsabilidad por las desviaciones en los pronósticos de demanda.

Por todo lo anterior, en lo que sigue de este numeral, se presentará una nueva propuesta para las desviaciones en los pronósticos, donde el responsable es el comercializador.

Propuesta para las desviaciones en los pronósticos de demanda

El mercado de comercialización, de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018, está definido como el conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional, STR, y/o Sistema de Distribución Local, SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización, los usuarios conectados directamente al Sistema de Transmisión Nacional, STN, del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un Transmisor Regional, TR.

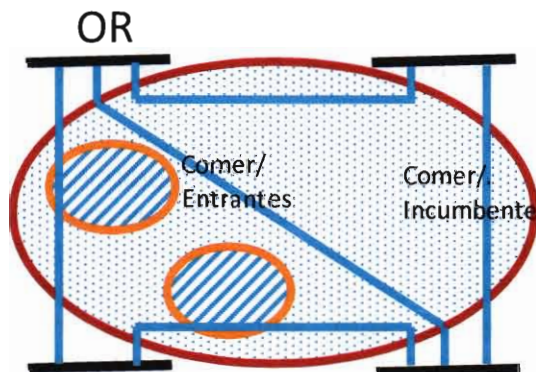


Ilustración 6. Mercado de comercialización

Teniendo en cuenta la anterior definición, la propuesta es la siguiente:

- i. Por cada mercado de comercialización, los comercializadores pertenecientes a dicho mercado, harán la proyección de demanda para el día de operación con una desagregación horaria. En el caso de un mercado de comercialización que comprometa varias sub-áreas eléctricas, definidas por

RESTRICCIONES EN EL SIN			
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 100

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

el CND, los pronósticos de demanda por comercializador se deberán hacer por cada sub-área eléctrica.

- ii. La metodología utilizada para estimar la proyección de demanda, la definirá el agente comercializador.
- iii. El pronóstico de demanda para el día t, lo debe remitir el comercializador al CND a las 8:00 horas del día t-1.
- iv. Posteriormente, el agente comercializador tiene la opción de actualizar la proyección para el período comprendido entre las 12:00 y 24:00 horas del día t. Dicha actualización se podrá entregar al CND antes de las 8:00 horas del día t. En caso de no hacer uso de la opción de actualización, se mantendrá el pronóstico entregado a las 8:00 horas del día t-1.

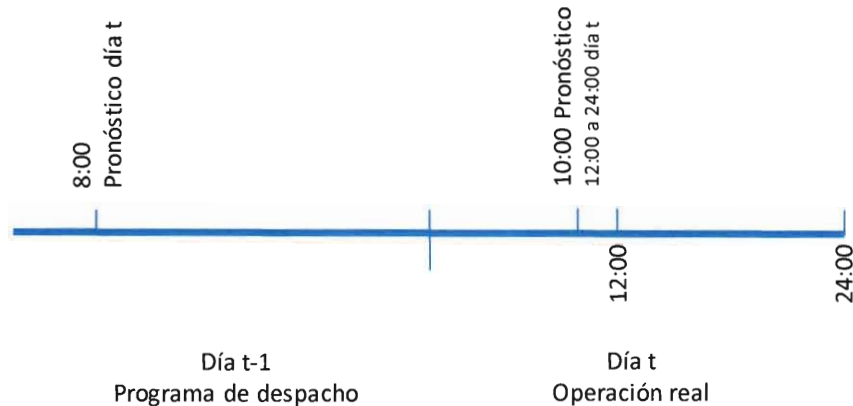


Ilustración 7. Entrega de pronósticos de demanda al CND por comercializadores

- v. Una vez transcurra el día de operación y se tengan los reportes de medición, el ASIC procederá a calcular la desviación de la proyección de demanda de cada comercializador para cada tramo del día de operación.

La desviación de cada tramo se calculará aplicando la siguiente ecuación:

$$Desviación_{i,tramo} = \max \left(\frac{Abs|D_{p,tramo} - D_{r,tramo}|}{D_{r,tramo}} - X\%, 0 \right)$$

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 101

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

Donde:

$Desviación_{i, tramo}$ Desviación del comercializador i para el tramo.

Abs/ I Diferencia absoluta.

$D_{p, tramo}$ Demanda proyectada para el tramo. Tramo 1 corresponde a las horas comprendidas entre las 0:00 y 12:00. Tramo 2 corresponde a las horas comprendidas entre las 12:00 y 24:00.

$D_{r, tramo}$ Demanda real para el tramo. Tramo 1 corresponde a las horas comprendidas entre las 0:00 y 12:00. Tramo 2 corresponde a las horas comprendidas entre las 12:00 y 24:00.

$X\%$ Franja de desviación permitida.

Se determina la desviación en energía por tramo como el producto entre la demanda proyectada para el tramo y la desviación.

La desviación del día de operación será la suma de las desviaciones en energía de los dos (2) tramos, tal como se presenta en la siguiente ecuación:

$$Desviación_i = Desviación_{i, tramo1} + Desviación_{i, tramo2}$$

- vi. Utilizando los modelos de despacho y la liquidación para el día de operación, se determina el sobrecosto de las restricciones por las desviaciones de la demanda.
- vii. Se asigna el sobrecosto de las restricciones a prorrata de las desviaciones de los comercializadores desviados.

Los sobrecostos de las desviaciones estarán a cargo de los comercializadores, de los cuales podrán trasladar hasta un porcentaje β a los usuarios regulados, de tal forma que la parte que asuma el comercializador lo incentive a hacer su mejor esfuerzo en la predicción.

- viii. En el caso de los usuarios no regulados, el comercializador podrá llegar a un acuerdo con el usuario para establecer la forma de manejar los costos de las desviaciones en los pronósticos de demanda.

Definición de la franja de desviación permitida

RESTRICCIONES EN EL SIN			
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 102

Para establecer la franja de desviación permitida, se parte de la información de los pronósticos y demanda real que se tiene por unidad de control de pronóstico, UCP.

Las UCP's se encuentran a lo largo y ancho del Sistema Interconectado Nacional, SIN, en los diferentes mercados de comercialización. Para el análisis se tomaron 47.042 datos que corresponden al período enero 1 de 2016 a mayo 29 de 2019, de las 38 UCP¹ existentes en el SIN.

El histograma de las UCP del SIN se tiene en la ilustración 8, en donde en el eje vertical izquierdo, se tiene el número de casos por grupo y en el eje x se tienen los grupos por porcentaje de desviación: 0-1, 1-2, ..., 9-10, mayores a 10. En el eje vertical derecho, se tiene el porcentaje acumulado de datos.

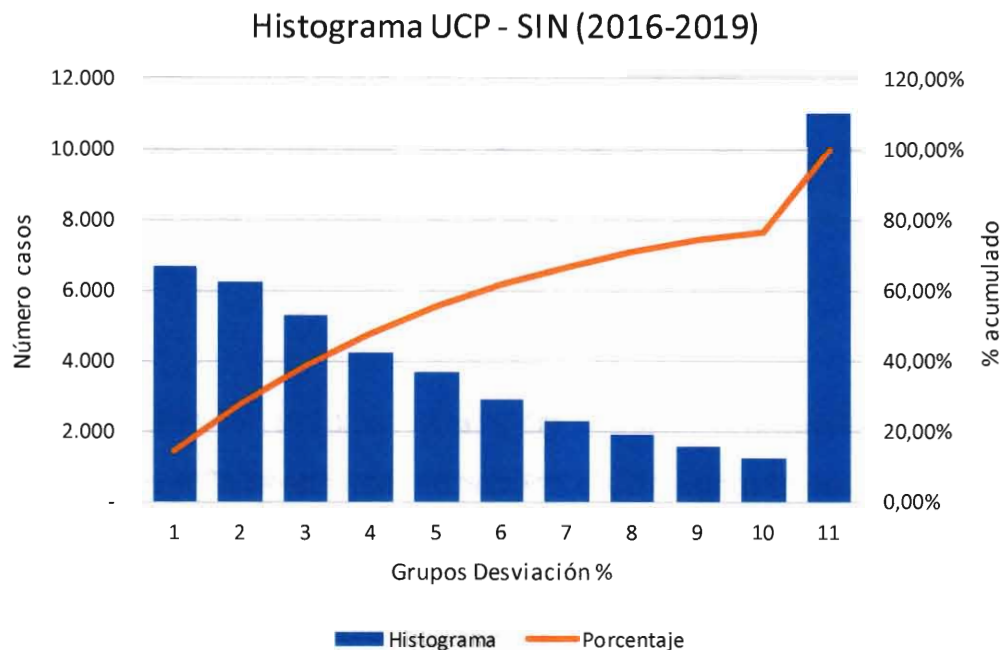


Ilustración 8. Histograma UCPs del SIN

Si nos ubicamos en el rango 4% de desviación, se tiene el 48% acumulado de los datos.

¹ Uquindio, Uebsa, Uchoco, Ucodensa, Uantioquia, Uplaneta, Usantander, Uandaki, Uenerca, Utulua, Ucartagena, Ucali, Uchec, Usur, Utairona, Upacifico, Upereira, Ubarranquilla, Uguavire, Ucens, Upijaos, Uemsa, Usinu, Ucartago, Uenelar, Uputumayo, Ucedenar, Uemec, Upacande, Ubutumayo, Ucerromatoso, Ucirainf, Udrummond, Uemevasi, Uintercor, Uoxyint, Urubiales, Utubocaribe.

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 103

En el histograma de las UCP del SIN, sin considerar las UCP industriales, se obtiene lo presentado en la ilustración 9.

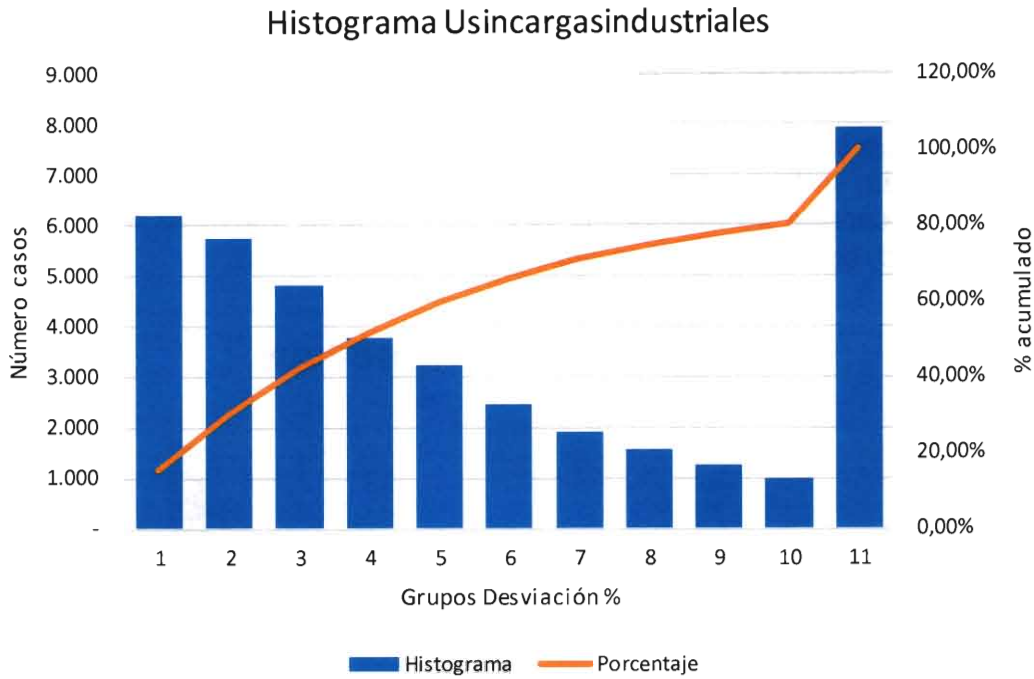


Ilustración 9. Histograma UCPs del SIN, sin UCPs industriales

Si nos ubicamos en el rango 4% de desviación, se tiene el 52% acumulado de los datos.

Teniendo en cuenta los anteriores histogramas, se encuentra que con un rango de desviación del 4%, se cubre cerca el 50% de los datos, en las condiciones actuales. Es decir, sin tener incentivos para hacer pronósticos acertados.

Dado lo anterior, se recomienda que el valor X% definido en la ecuación de desviación, se fije en el valor de 4%. Lo que permitirá dar las primeras señales a la participación de la demanda en el mercado de corto plazo, que se espera sea más activa cuando el sistema migre al esquema de despacho vinculante y mercado intradiario.

Estimación de los sobre costos de las restricciones

Los costos de las restricciones en el SIN dependen de los costos de las reconciliaciones positivas, las que a su vez dependen de los costos variables y las características técnicas de las plantas de generación que prestan el servicio de

reconciliación positiva. En el caso colombiano, por lo general las reconciliaciones positivas son atendidas por generación con plantas térmicas.

Las principales características técnicas de las plantas térmicas son: rampa de toma de carga, tiempo mínimo en línea, rampa de salida y capacidad mínimo técnica.

En ese sentido, los cambios de demanda hacia arriba durante el día de operación, pueden aumentar los costos, bien sea porque hay que aumentar la generación o porque, además de lo anterior, hay que entrar a operar a otro generador con la anticipación necesaria, de acuerdo con la rampa de toma de carga.

Los cambios de demanda hacia abajo durante el día de operación, tienen costos operativos para el sistema, dado que la planta que se programó para atender restricciones no se puede apagar inmediatamente, dados los tiempos mínimos de operación en línea.

Por tanto, para identificar los casos anteriormente señalados, se deben correr los despachos con las diferentes demandas, con la misma red. Con ello se podrán identificar los sobrecostos generados por las desviaciones de demanda, tal como se comenta a continuación para los casos de desviaciones hacia arriba (incremento) y desviaciones hacia abajo (disminución).

Para el caso del incremento de la demanda, se debe comparar el costo de la reconciliación positiva del despacho económico que se hace con el pronóstico de demanda, versus el costo de la reconciliación positiva de la operación real, tal como se presenta en la ilustración 10. La diferencia entre los costos de las reconciliaciones positivas anteriores, corresponde a los sobrecostos por la desviación hacia arriba de la demanda.

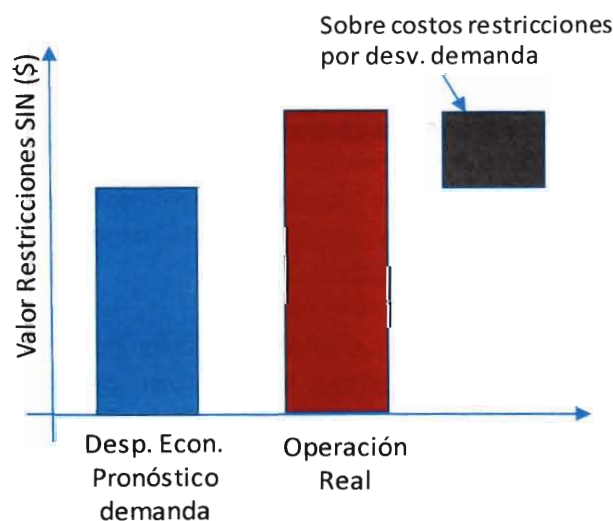


Ilustración 10. Sobrecostos restricciones por aumento demanda

RESTRICCIONES EN EL SIN		
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016
		Versión: 0
		Páginas: 105

En el caso de disminución de la demanda, se debe comparar el costo de la reconciliación positiva del despacho económico que se hace con la demanda real, versus el costo de la reconciliación positiva de la operación real, tal como se presenta en la ilustración 11. La diferencia entre los costos de las reconciliaciones positivas de los dos despachos anteriores, es el sobre costo por la desviación hacia abajo de la demanda.

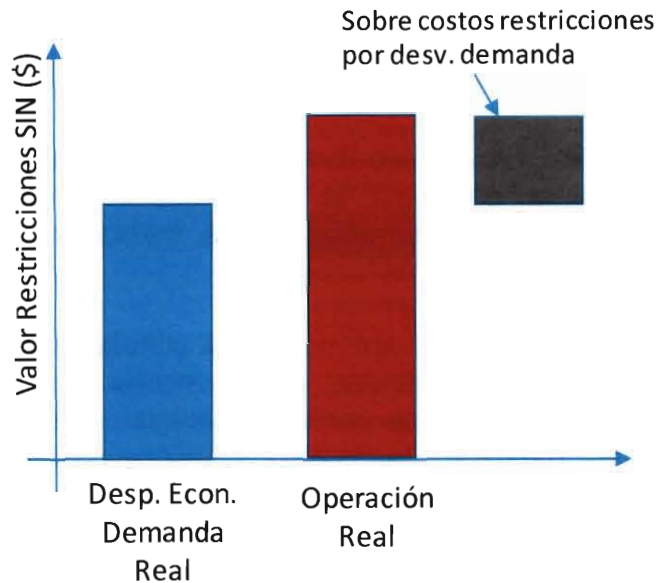


Ilustración 11. Sobre costos restricciones por disminución de demanda

5.2 Alternativas – Problema de la necesidad de generación de seguridad fuera de mérito y la asignación de sus costos

A continuación se analizan las alternativas identificadas para la solución de este problema.

5.2.1 Alternativa 1: Mantener la reglamentación vigente

Esta alternativa consiste en mantener las reglas definidas en la Resolución CREG 063 de 2000, según las cuales los costos de las reconciliaciones positivas son normalmente asumidos por la demanda.

Esta alternativa no se considera pertinente, dado que los agentes no tienen incentivos a solucionar los problemas que están causando las restricciones eléctricas o a ser más eficientes en la ejecución de los mantenimientos, ya que los costos de las generaciones de seguridad fuera de mérito necesarias no son asumidos por ellos.

RESTRICCIONES EN EL SIN			
Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 106

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

5.2.2 Alternativa 2: Modificar la regulación relacionada con la asignación de las reconciliaciones positivas.

Esta alternativa considera modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 063 de 2000, dado que problemas como la falta de expansión en las redes y la ejecución de mantenimientos en horas de mayor exigencia del sistema, causan sobrecargas, problemas de tensión y de seguridad y calidad, que están solucionándose a través de generaciones de seguridad fuera de mérito, es decir, costos de reconciliaciones positivas.

La modificación mencionada consiste en dejar de asignar los costos de las reconciliaciones positivas a la demanda y asignarlos a los agentes que tienen responsabilidad en la solución de los problemas.

En primer lugar, para los STR y SDL, se propone que los costos de las reconciliaciones positivas de la generación de seguridad requerida por restricciones eléctricas, soporte de tensión, seguridad y calidad, o requerimientos de soporte de reactivos en la infraestructura de un STR, se asignen en su totalidad al agente responsable de los activos causantes de la reconciliación. En el STN se propone que se asignen al agente cuando exista limitación en la operación por esquema de protecciones e indisponibilidad de equipos en el STN.

Dado que en el sistema se ha identificado la necesidad de instalar activos de carácter temporal, que ayuden a mitigar problemas del sistema causados por la falta o insuficiencia de redes, se propone que los costos de dichos activos sean asumidos por el agente responsable de la falta o insuficiencia de la red.

De otra parte, entendiendo que el mantenimiento de activos no se está considerando como una indisponibilidad de equipos como la que trata la definición de restricciones eléctricas contenida en la Resolución CREG 063 de 2000, la propuesta incluye reglas para la asignación de las reconciliaciones positivas por la ejecución de mantenimientos que requieran la desconexión de activos y que se realicen en las horas de mayor impacto para el sistema. Esta asignación sería del 50% de la reconciliación positiva causada.



En esta propuesta se incentiva a la ejecución de mantenimientos entre las 10 de la noche y las 6 de la mañana, entendiendo que son las horas de menos impacto para el sistema. Para estos mantenimientos, y para aquellos que se realicen en línea viva, no se asignan al agente costos de reconciliaciones positivas.

Dado que se considera necesario incentivar la eficiencia en la programación, y esta incluye el cumplimiento de la duración prevista de los mantenimientos, se propone que el incumplimiento en la duración prevista cause un mayor factor de asignación: 80% de la reconciliación cuando la duración del mantenimiento se supere hasta en una hora y 100% cuando se supere en más de una hora.

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 107

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

En esta alternativa también se reconoce que la afectación del sistema por la realización de los mantenimientos, en varias ocasiones, está exacerbada por los retrasos en la ejecución de la expansión necesaria. Por esta razón, los agentes responsables de la expansión retrasada deberán compartir con el agente responsable del mantenimiento el costo de las reconciliaciones positivas que se generen por la ejecución de los mantenimientos, cuando a través de flujos de carga se identifique impacto en la generación de seguridad por ambas causas.

Para identificar la expansión retrasada se propone que la UPME mantenga publicado el listado de proyectos de expansión requeridos en el sistema, y las fechas en la cuales dicha entidad encuentra que han debido entrar en operación comercial.

Dado que los proyectos de expansión pueden haberse adjudicado a agentes diferentes al OR de un mercado de comercialización, a través de convocatorias del STR, en esta propuesta se considera que el OR de un mercado de comercialización será responsable de un proyecto de expansión que no se ha ejecutado, hasta la fecha en la que se tenga prevista la entrada en operación del proyecto adjudicado a otro agente a través de una convocatoria.

En el caso del STN, donde la definición de proyectos de expansión no es del agente, se considera que el TN es responsable de un proyecto de expansión que no se ha ejecutado cuando corresponde a una ampliación o cuando es adjudicatario de un proyecto a través de un proceso de selección.

Se entiende que la asignación de estos costos a los diferentes agentes no puede ser trasladada a la demanda a través de ninguno de los conceptos que se incluye en la tarifa.

Así mismo, se propone derogar el artículo 5 de la Resolución CREG 063 de 2000, entendiendo que la forma de asignar las reconciliaciones positivas por retrasos en la entrada en operación de un proyecto del STN queda modificada en esta propuesta.

La propuesta también establece que debe procurarse que el mantenimiento se haga de manera simultánea para los activos que necesariamente quedan fuera de operación cuando otro salga a mantenimiento.

6. CONSULTA PÚBLICA

Teniendo en cuenta los análisis adelantados en el presente documento, se recomienda consultar nuevamente el proyecto de resolución que acompañe a ésta propuesta para que los agentes generadores, comercializadores, transmisores, operadores de red y terceros interesados, hagan sus comentarios.

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 108

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

En particular, se espera que dentro de los comentarios y análisis que aporten los comercializadores, se incluyan las evaluaciones pertinentes a la forma de establecer el porcentaje β de que trata el numeral *vii* de la propuesta para el tratamiento a las desviaciones de demanda.

7. ANÁLISIS DE IMPACTOS

Los ajustes propuestos sobre la metodología del pronóstico de demanda, se ha identificado que puede tener los siguientes impactos:

- i. **En los agentes comercializadores.** Se les ha identificado los siguientes impactos: i) los comercializadores van a requerir que, al interior de la empresa, se cuente con personal calificado para estudiar el comportamiento de la demanda que atiende, y ii) en el caso de tener pronósticos de demanda por encima de la franja permitida, los comercializadores van a tener que asumir los costos de las desviaciones, cuyos costos dependerán de los recursos que atiendan las variaciones de demanda.
- ii. **En los usuarios.** El costo de las restricciones por desviaciones de demanda que se distribuye a toda la demanda de energía eléctrica, va a tener un límite, que estará definido por el umbral del 4%. Las desviaciones que superen dicho umbral, se asignarán a los comercializadores desviados, los cuales acordaran con sus usuarios no regulados la forma de asumirlos. En lo que respecta a los usuarios regulados, el comercializador podrá trasladar un parte de dichos costos.

Los ajustes propuestos con respecto a la asignación de las reconciliaciones positivas pueden tener los siguientes impactos:

- i. La demanda ve una reducción en el costo de las restricciones, pues deja de asumir las reconciliaciones positivas que se incluyen en este concepto por restricciones de los sistemas, debidas a retrasos en la expansión o a ejecución de mantenimientos en las horas de mayor impacto.
- ii. Los agentes que no quieran asumir el costo de las reconciliaciones positivas deberán desplazar la ejecución de mantenimientos de las horas del día a las horas de la noche y/o aumentar la ejecución de mantenimientos en línea viva. Esta decisión dependerá de la comparación de los costos entre una situación y otra.
- iii. Los agentes estarán incentivados a cumplir con la ejecución oportuna de sus planes de expansión con el fin de no tener que asumir los costos de las reconciliaciones positivas que se puedan generar por los retrasos.

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 109

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.




8. INDICADORES DE SEGUIMIENTO

En cuanto a los indicadores de seguimiento de las medidas tomadas, se proponen las desviaciones en % de los pronósticos de demanda por comercializador, y por los representantes de las fronteras para el caso de cargas conectadas directamente al STN.

Con respecto a la modificación de la regulación de la asignación de las reconciliaciones positivas, se propone como indicador de seguimiento la reducción de la energía debida a generaciones de seguridad originada en la ejecución de mantenimientos y, en más largo plazo, la reducción de esta generación por los problemas que se originan en los retrasos en la entrada en operación de proyectos de expansión.

9. CONCLUSIONES

En la Resolución CREG 034 de 2019 se publicó para comentarios un esquema de incentivos para los pronósticos de demanda, avalados por los OR semanalmente y dos días antes de la operación.

Teniendo en cuenta que los comercializadores son los encargados de comprar y facturar a los usuarios, en el presente documento se define un esquema de pronósticos de demanda a cargo de los comercializadores por mercado de comercialización.

Al comercializador se le define un esquema de incentivos para que aplique las mejores prácticas en los pronósticos de demanda. El esquema de incentivos aplica a partir del 4% hacia arriba o hacia abajo. Los pronósticos se entregarán a la misma hora en que se entregan las ofertas por los generadores, es decir, a las 8:00 horas del día t-1. Además, tienen la opción de actualizar el pronóstico a las 8:00 horas del día t de operación para el período comprendido entre la 12:00 y 24:00 horas del día t. Con lo anterior, la incertidumbre entre el momento de la entrega del pronóstico y la operación real es mucho menor a lo que se tiene actualmente.

Los comercializadores que tengan desviaciones superiores al 4%, positivo o negativo, tendrán a su cargo los sobrecostos de la reconciliación positiva por cambios en la demanda. Los sobrecostos se determinarán comparando el programa de despacho con la demanda desviada y la operación real. Los sobrecostos estarán a cargo de los comercializadores, quienes podrán trasladar una parte, en el caso de los usuarios regulados. En el caso de los usuarios no regulados, el comercializador tendrá que llegar a acuerdos para manejar las desviaciones.

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 110

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

Adicionalmente, se identifica la necesidad de modificar la asignación de las reconciliaciones positivas para que estas sean asumidas por los agentes que estén causándolas por retrasos en la ejecución de proyectos de expansión o por la ejecución de mantenimientos en horas de mayor impacto para el sistema. Con esta regla se busca incentivar a los agentes a una programación y ejecución más eficiente de los mantenimientos y a la ejecución oportuna de sus proyectos de expansión

También se asigna a los agentes el costo de las soluciones temporales que sea necesario incorporar en el sistema para mitigar problemas causados por la falta o insuficiencia de redes. Esta regla también es un incentivo a la ejecución oportuna de los planes de expansión de los agentes.

RESTRICCIONES EN EL SIN

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 0
Documento	DOCUMENTO CREG 063-19	Fecha última revisión: 28/10/2016	Páginas: 111

Toda copia en PAPEL es un "Documento no Controlado" a Excepción del original, por favor asegúrese de que ésta es la versión vigente del documento. La impresión o fotocopia, total o parcial, de su contenido, está restringida sin la autorización expresa del Representante de la Dirección para el Sistema Integrado de Gestión.

