

Bogotá D. C., 10 de agosto de 2018

Doctor  
 CHRISTIAN JARAMILLO  
 Director Ejecutivo  
 COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG  
 Av. Calle 116 No. 7-15 Edificio Cusezar Int. 2 Oficina 901  
 La Ciudad

Asunto: Solicitud de modificación del Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG 119 de 1998).

El Consejo Nacional de Operación en ejercicio de sus funciones legales presenta a continuación los resultados de los análisis realizados sobre la aplicación del Estatuto de Racionamiento por parte del Comité de Distribución del CNO.

Como antecedente del tema, en el año 2016, cuando el país estuvo a punto de enfrentar una situación de aplicación de la Resolución CREG 119 de 1998, el Consejo Nacional de Operación expresó a la CREG algunas inquietudes por las implicaciones que se podían presentar en caso de aplicarse el Estatuto de Racionamiento tal y como está contemplado, mediante comunicación del 9 de marzo del 2016 con radicado CREG No. E-2016-002470. A dicha comunicación la CREG dio respuesta el 30 de marzo de 2016 con la comunicación con número de radicado S-2016-001562, en la que solicitó al Consejo ampliar los análisis, (se adjuntan copias de las comunicaciones referenciadas).

Para realizar una revisión integral de los aspectos operativos que conlleva la aplicación del Estatuto de Racionamiento como está previsto actualmente, se adjunta un informe a la presente comunicación, con la información operativa de los diferentes Operadores de Red - OR representativos del sistema colombiano. Se realizó un ejercicio completo de aplicación del Estatuto de Racionamiento para dos de los OR's, en los que se revisó la responsabilidad de la coordinación e implementación del racionamiento programado, y las implicaciones de la aplicación del racionamiento por tensión previsto en la reglamentación actual.

Como resultado de los análisis realizados que se presentan en el Anexo a la presente comunicación, los cuales se fundamentan en la viabilidad operativa y las implicaciones de la ejecución de un racionamiento como está actualmente previsto en la Resolución CREG 119 de 1998, de manera atenta se solicita a la Comisión la revisión de los siguientes aspectos del Estatuto de Racionamiento:

1. Debido a las implicaciones prácticas y técnicas que conllevaría la ejecución de maniobras requeridas y la participación mayoritaria del comercializador incumbente, como se evidencia en el Anexo a la presente comunicación, se solicita la modificación en el Estatuto de Racionamiento de la delegación de la responsabilidad de la coordinación e implementación del racionamiento programado en los operadores de red y no en los comercializadores, como lo establece actualmente el artículo 8 de la resolución CREG 119 de 1998: *"El CND informará a todos los comercializadores el porcentaje de racionamiento asignado ( $\eta$ ), con el objeto de que estas empresas implementen o adecuen sus programas de racionamiento y coordinen con las empresas que operen físicamente activos en el STN, STR's o SDL's, que tengan usuarios finales conectados, el programa de interrupción de circuitos"*.
2. Revisar la viabilidad de la ejecución de un racionamiento por tensión como lo establece el párrafo del artículo 8 de la resolución CREG 119 de 1998 "Racionamientos iguales o inferiores a 1.5%, serán manejados operativamente afectando el voltaje de suministro de electricidad en el SIN". Lo anterior considerando las implicaciones operativas desde el punto de vista de confiabilidad y seguridad del sistema y calidad del servicio al usuario final.

Quedamos a la espera de sus comentarios o solicitudes de aclaración, y atentos para realizar una reunión conjunta CREG, CNO y CAC para dar mayor claridad a las solicitudes presentadas y resolver las inquietudes que se tengan al respecto.

Atentamente,

  
ALBERTO OLARTE AGUIRRE  
Secretario Técnico CNO

CC: Doctora Olga Pérez – Secretaria Técnica del CAC

Adjunto lo anunciado



## ANEXO

En el presente Anexo se presentan los aspectos teóricos y prácticos que fundamentan las solicitudes de modificación regulatoria del Estatuto de Racionamiento.

El CNO en ejercicio de sus funciones, ha venido adelantando mesas de trabajo con las empresas Operadores de Red que conforman el Comité de Distribución, para analizar la viabilidad de aplicación de la Resolución CREG 119 de 1998, considerando importante que algunos temas sean sujetos de revisión por parte de la CREG, de tal manera que, ante una posible aplicación de dicha resolución, ésta se lleve a cabo de la mejor manera según las condiciones y exigencias operativas actuales. Los aspectos principales que se pretende sean evaluados son los siguientes:

### 1. Responsabilidad de la coordinación e implementación del racionamiento programado

En el artículo 8 de la Resolución CREG 119 de 1998 se prevé: *"El CND informará a todos los Comercializadores el porcentaje de racionamiento asignado ( $\eta$ ), con el objeto de que estas empresas implementen o adecuen sus programas de racionamiento y coordinen con las empresas que operen físicamente activos en el STN, STR's o SDL's, que tengan usuarios finales conectados, el programa de interrupción de circuitos"*. De acuerdo con lo anterior y después de realizar un análisis para la aplicación de esta directriz regulatoria, se considera que no es práctico ni viable que los comercializadores sean los responsables de definir y llevar a cabo un plan de racionamiento debido a lo siguiente:

- Según las experiencias del año 2016, cuando se tuvo una alerta de posibilidad de aplicación del Estatuto de Racionamiento, se evidenció que era el Operador de Red quien contaba con la mejor información para definir un plan de racionamiento, buscando la menor afectación a los clientes. Lo anterior, debido a que por la naturaleza de la operación actual de las redes, quienes tienen el control de los circuitos y las subestaciones son los Operadores de Red.
- Actualmente para cumplir con la ejecución del racionamiento se requiere realizar una gran cantidad de maniobras manuales por no contar con equipos de conexión y desconexión de usuarios de manera telecontrolada. Lo cual requiere de una necesidad elevada de cuadrillas que implican tiempos de traslado y recursos operativos para dar cumplimiento a lo exigido por la resolución. Como ejemplo, se realizó un ejercicio con un operador de red y los comercializadores asociados y, sin contar con coincidencia de horarios y desplazamientos, se encontró la necesidad de contar con alrededor de 500 cuadrillas dedicadas a la ejecución del racionamiento. Para lo cual se requiere de una coordinación compleja, aún más, cuando cada comercializador podría rotar los usuarios a racionar entre diferentes horas y días. Adicional a lo anterior, estas actividades pueden llevar a encarecer el costo del servicio, el cual se vería reflejado en la tarifa en la componente de distribución.
- El racionamiento a través de los comercializadores, podría ser viable de aplicar en la medida que todos los usuarios del SIN contaran con equipos telecontrolados que permitan conexión/desconexión remota desde el centro de control del operador de red, lo cual se podría lograr en el momento que se masifiquen los sistemas de medición inteligente; sin embargo, aún con los equipos telecontrolados, se debe evaluar el racionamiento debido a que se requiere la actuación simultánea de muchos equipos desde el centro de control, cuyas implicaciones aun no se tienen previstas.

- De acuerdo con el artículo 49 de la resolución CREG 156 de 2011, el comercializador solo realizará maniobras de suspensión o reconexión del servicio a usuarios conectados al nivel de tensión 1 que no requieran intervenir activos de uso, mientras que para los demás usuarios, el comercializador deberá solicitarlas por escrito al operador de red, para lo cual éste considerará las maniobras dentro de los tres (3) días hábiles siguientes al recibo de la solicitud escrita del comercializador.
- De acuerdo con los análisis adelantados, no se observa que con la aplicación del Estatuto de Racionamiento por parte del operador de red, se presente diferenciación de algún comercializador específico, toda vez que el operador de red realizaría maniobras desde los elementos telecontrolados en sus subestaciones y redes y no desde un cliente específico, los cuales desconectarían a usuarios de varios comercializadores (incluyendo al comercializador incumbente). Adicionalmente, se considerarían los criterios actuales de demanda no desconectable previstos en la regulación vigente.

Con el propósito de demostrar lo que se acaba de mencionar, a continuación, se muestra en la Tabla 1, Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4, cuatro ejemplos del porcentaje de participación de demanda que tienen otros comercializadores y el comercializador incúmbete de algunos operadores de red del país.

COMERCIALIZADORES	Demanda Semanal (MWh)	Porcentaje de participación
C Incumbente	144134.75	90.50%
C 1	35.6748	0.02%
C 2	142.79	0.09%
C 3	625.26	0.39%
C 4	44.16	0.03%
C 5	9.4752	0.01%
C 6	113.36	0.07%
C 7	2890.18	1.81%
C 8	201.71	0.13%
C 9	1290.9	0.81%
C 10	1171.34	0.74%
C 11	1713.73	1.08%
C 12	43.04	0.03%
C 13	6629.05	4.16%
C 14	104.38	0.07%
C 15	59.23	0.04%
C 16	54.5	0.03%

Tabla 1. Participación de demanda de los Comercializadores en la demanda total del OR1



Comercializador	Demanda Semanal (MWh)	Porcentaje de participación
C Incumbente	166381	66.72%
C1	43547	17.46%
C2	10257	4.11%
C3	6757	2.71%
C4	4040	1.62%
C5	3838	1.54%
C6	3534	1.42%
C7	3159	1.27%
C8	2464	0.99%
C9	1906	0.76%
C10	598	0.24%
C11	550	0.22%
C12	443	0.18%
C13	391	0.16%
C14	344	0.14%
C15	320	0.13%
C16	273	0.11%
C17	195	0.08%
C18	158	0.06%
C19	111	0.04%
C20	48	0.02%
C21	45	0.02%
C22	14	0.01%

Tabla 2. Participación de demanda de los Comercializadores en la demanda total del OR2

Comercializador	Demanda Semanal (MWh)	Porcentaje de participación
C Incumbente	4482.12	93.43%
C1	299.05	6.23%
C2	16.32	0.34%

Tabla 3. Participación de demanda de los Comercializadores en la demanda total del OR3

Comercializador	Demanda semana (MWh)	Porcentaje participación
C Incumbente	54375.24	74.37%
C1	14.54	0.02%
C2	67.96	0.09%
C3	3638.54	4.98%
C4	561.15	0.77%
C5	19.77	0.03%
C6	3107.79	4.25%
C7	772.48	1.06%
C8	2472.80	3.38%
C9	2924.60	4.00%
C10	4410.81	6.03%
C11	39.14	0.05%
C12	244.17	0.33%
C13	469.76	0.64%

Tabla 4. Participación de demanda de los Comercializadores en la demanda total del OR4

Para el operador de red 1, el porcentaje de demanda como comercializador incumbente es del 90.5%, para el operador de red 2 es del 66.72%, para el operador de red 3 es del 93.43% y para el operador de red 4 es del 74.37%. De esta forma, se evidencia que no es posible realizar un racionamiento sin afectar en un alto porcentaje los mercados de comercialización incumbentes.

Para comprobar lo anterior y teniendo en cuenta los escalones de magnitud de racionamiento definidos en el artículo 8 de la resolución CREG 119 de 1998, se presenta un ejercicio en el que de acuerdo con la magnitud de racionamiento por cada escalón, se muestra el porcentaje de participación en el racionamiento tanto del comercializador incumbente como del resto de comercializadores que pueden estar en las redes de un operador. Para los casos de simulación, se hizo este ejercicio usando un programa que permitió definir aleatoriamente los circuitos a racionar, en la Tabla 5, Tabla 6, Tabla 7, Tabla 8, se presentan los resultados promedio de las simulaciones, en los que el Comercializador incumbente siempre tiene el porcentaje más alto de demanda a racionar.

	MR=1		MR=2		MR=4		MR=8		MR=12	
	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)
Demanda a racionar	1,528.30	100	3,105.30	100	6,483.80	100	12,371.10	100	18,557.30	100
Demanda Comercializador Incumbente	1,216.10	79.6	2,844.00	91.6	6,083.70	93.8	11,719.10	94.7	18,066.30	97.4
Demanda otro Comercializador	312.2	20.4	261.4	8.4	400.1	6.2	652	5.3	491	2.7

Tabla 5. Participación de los Comercializadores ante un racionamiento según el MR en el OR1.



	MR=1%		MR=2%		MR=4%		MR=8%		MR=12%	
	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)
Demanda semanal a racionar	2,926.00	100	5,751.00	100	11,508.00	100	22,855.00	100	34,244.00	100
Demanda semanal racionada por Comercializador Incumbente	1,988.00	67.9	3,960.00	68.9	8,338.00	72.5	16,866.00	73.8	25,315.00	73.9
Demanda semanal racionada por otros Comercializadores	938	32.1	1791	31.1	3170	27.5	5989	26.2	8929	26.1

Tabla 6. Participación de los Comercializadores ante un racionamiento según el MR en el OR2.

	MR=1		MR=2		MR=4		MR=8		MR=12	
	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)
Demanda semanal a racionar	48.00	100	95.90	100	191.90	100	383.80	100	575.70	100
Demanda semanal racionada por Comercializador incumbente	44.80	93	89.60	93	179.30	93	358.60	93	537.90	93
Demanda semanal racionada por otros Comercializadores	3.2	7	6.3	7	12.6	7	25.2	7	37.8	7

Tabla 7. Participación de los Comercializadores ante un racionamiento según el MR en el OR3.

	MR=1		MR=2		MR=4		MR=8		MR=12	
	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)
Demanda a racionar	730.9	100	1,462.3	100	2,924.6	100	5,849.5	100	8,774.1	100
Demanda Comercializador Incumbente	654.0	89.5	1,275.6	87.2	2,053.0	70.2	4,840.5	82.8	7,285.8	83.0
Demanda otro Comercializador	76.9	10.5	186.7	12.8	871.6	29.8	1,009.0	17.2	1,488.3	17.0

Tabla 8. Participación de los Comercializadores ante un racionamiento según el MR en el OR4.

De la Tabla 5, Tabla 6, Tabla 7 y Tabla 8, se evidencia que al programar un racionamiento el porcentaje de participación en demanda de los otros comercializadores siempre es mucho menor que la del incumbente y, además, que mientras mayor sea la magnitud de racionamiento, mayor es la participación del comercializador incumbente.

De acuerdo con las consideraciones y justificaciones presentadas anteriormente, se solicita que en el Estatuto de Racionamiento se modifique el responsable de la aplicación y programación del mismo, de tal forma que ante una solicitud de racionamiento programado por parte del CND, sea el operador de red el responsable de la programación y ejecución del racionamiento, de manera coordinada con el comercializador.

## 2. Revisión de racionamiento por tensión

Según el párrafo del artículo 8 de la resolución CREG 119 de 1998 "*Racionamientos iguales o inferiores a 1.5%, serán manejados operativamente afectando el voltaje de suministro de electricidad en el SIN*", a continuación se muestra un ejercicio de aplicación con el fin de evaluar las implicaciones que esto conlleva.

Ante la respuesta dada por la CREG en la comunicación del 30 de marzo de 2016, el Consejo Nacional de Operación solicitó a RConsulting Group SAS evaluar el racionamiento por tensión cuyos resultados fueron presentados en el documento "Control de tensión en redes inteligentes para optimizar la operación de la red de distribución", el cual fue socializado en marzo de 2016 en el Comité de Distribución. En este documento se demuestra que en el factor de conservación de la tensión – CVR existe una dependencia directa de la potencia con respecto a la tensión de suministro de la carga, representado mediante la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} S &= \frac{V^2}{Z} & \Delta S &= \frac{2V}{Z} \Delta V & \Delta S &= \frac{2V^2}{Z} \frac{\Delta V}{V} \\ \Delta S &= 2S \frac{\Delta V}{V} \\ \frac{\Delta S}{S} &= 2 \frac{\Delta V}{V} \end{aligned}$$

Donde:

S: Potencia Compleja  
Z: Impedancia Compleja  
V: Tensión eléctrica

Una de las conclusiones del estudio expresa: "*De acuerdo con este resultado, se observa que la relación es de dos a uno, es decir por cada 1% de reducción de la tensión, la potencia aparente se reducirá en un 2%, (Factor CVR: 2). Como se mencionó este cálculo solo considera cargas del tipo impedancia constante, existiendo otras cargas del tipo de corriente constante en las cuales la potencia varía con la tensión (Factor CVR: 1) y otras cargas del tipo potencia constante (Factor CVR: 0).*

*Es por consiguiente importante determinar la parte del sistema de distribución el factor CVR que lo caracteriza lo cual depende de la mezcla de los diferentes tipos de carga que alimenta".*

Con el fin de caracterizar el sistema de distribución según el tipo de carga, se realizó un análisis de datos de tipo de usuario en cuatro Operadores de Red, el OR1 con 133 subestaciones de distribución, el OR2 con 112, el OR3 con 22 y el OR4 con 4, con el fin de conocer la cantidad de carga mayormente residencial que sería objeto de un racionamiento por tensión y determinar cuánta de esta carga se debería de reducir para lograr una disminución en la carga total de un Operador de Red al variar la tensión, encontrando lo presentado en la Tabla 9, Tabla 10, Tabla 11 y Tabla 12:



Casos	% de carga residencial en la subestación	# Subestaciones	Demanda kwh semanal de tipo residencial	% de la demanda residencial en las subestaciones	% de reducción de demanda requerido para disminuir 1.5% de la demanda total	% de reducción de demanda requerido para disminuir 1% de la demanda total
1	> 50%	99	42,156,517	27.2%	5.5%	3.7%
2	> 60%	77	32,605,231	21.0%	7.1%	4.8%
3	> 70%	49	14,402,165	9.3%	16.1%	10.8%
4	> 80%	13	655,815	0.4%	354.5%	236.3%
5	> 90%	4	190,421	0.1%	1220.8%	813.9%

Tabla 9. Demanda a racionar en las subestaciones con mayoría de carga residencial del OR1.

Casos	% de carga residencial en la subestación	# Subestaciones	Demanda kwh semanal de tipo residencial	% de la demanda residencial en las subestaciones	% de reducción de demanda requerido para disminuir 1.5% de la demanda total	% de reducción de demanda requerido para disminuir 1% de la demanda total
1	> 50%	101	71,500,730	34.1%	4.4%	2.9%
2	> 60%	83	51,166,229	24.4%	6.2%	4.1%
3	> 70%	49	25,803,752	12.3%	12.2%	8.1%
4	> 80%	21	10,435,651	5.0%	30.2%	20.1%
5	> 90%	5	192,745	0.1%	1633.1%	1088.7%

Tabla 10. Demanda a racionar en las subestaciones con mayoría de carga residencial del OR2.

Casos	% de carga residencial en la subestación	# Subestaciones	Demanda kwh semanal de tipo residencial	% de la demanda residencial en las subestaciones	% de reducción de demanda requerido para disminuir 1.5% de la demanda total	% de reducción de demanda requerido para disminuir 1% de la demanda total
1	> 50%	16	49,685,903	68.0%	2.2%	1.5%
2	> 60%	15	49,462,592	67.6%	2.2%	1.5%
3	> 70%	14	45,056,794	61.6%	2.4%	1.6%
4	> 80%	12	38,229,116	52.3%	2.9%	1.9%
5	> 90%	12	38,229,116	52.3%	2.9%	1.9%

Tabla 11. Demanda a racionar en las subestaciones con mayoría de carga residencial del OR3.



Casos	% de carga residencial en la subestación	# Subestaciones	Demanda kwh semanal de tipo residencial	% de la demanda residencial en las subestaciones	% de reducción de demanda requerido para disminuir 1.5% de la demanda total	% de reducción de demanda requerido para disminuir 1% de la demanda total
1	> 50%	3	2,307,955	48.1%	3.1%	2.1%
2	> 60%	3	2,307,955	48.1%	3.1%	2.1%
3	> 70%	2	795,754	16.6%	9.0%	6.0%
4	> 80%	0	0	0.0%	NA	NA
5	> 90%	0	0	0.0%	NA	NA

Tabla 12. Demanda a racionar en las subestaciones con mayoría de carga residencial del OR4.

De acuerdo a los datos de la Tabla 9 y de la Tabla 10, se observa que en los casos donde el porcentaje de carga residencial es mayor al 80% (casos 4 y 5) y al 90% (caso 5) para el OR1 y OR2 respectivamente, su demanda corresponde a menos del 0.5% de la demanda total de los OR's, por lo tanto, en estos casos, no es posible aplicar el racionamiento por medio de la variación de tensión según lo establecido actualmente en el estatuto de racionamiento. Cabe aclarar que para los casos de la Tabla 9, Tabla 10, se analizaron dos de los ORs más grandes del país, con un alto porcentaje de participación en la demanda total del mismo.

Adicionalmente se puede apreciar en el caso 1, que para obtener una reducción de la demanda de 1.5% en el OR, se requiere una disminución mínima de carga de 5.5% y 4.4 % (OR1 y OR2) en las subestaciones cuyas cargas residenciales son mayores al 50%, y que para obtener la reducción de la demanda del 1% se requiere una disminución mínima de carga de 3.7% y 2.9% (OR1 y OR2), este porcentaje de disminución de carga se refiere a la porción de la demanda residencial del total de las subestaciones de los casos de estudio.

En la Tabla 11 y Tabla 12, se analizaron dos de los ORs con un porcentaje de participación de demanda bajo del país. En sus resultados se evidencia que es posible realizar una reducción de la demanda por medio de variación de tensión, realizando movimientos en 16 de las 22 subestaciones para el caso del OR3 y en 3 de las 4 subestaciones para el caso del OR4.

Para los casos en donde la carga residencial está entre el 50% y el 90% se realizaron simulaciones para evaluar la viabilidad de reducir la demanda por medio de la variación en la tensión. La simulación consta de un transformador típico de distribución con cambiador de taps en el devanado de alta, con 3 niveles de tensión, con un porcentaje de carga industrial y residencial en el devanado de baja de acuerdo al caso de estudio y en el devanado de media carga industrial como típicamente se presenta en las redes de sub-transmisión, representado en la Ilustración 1:



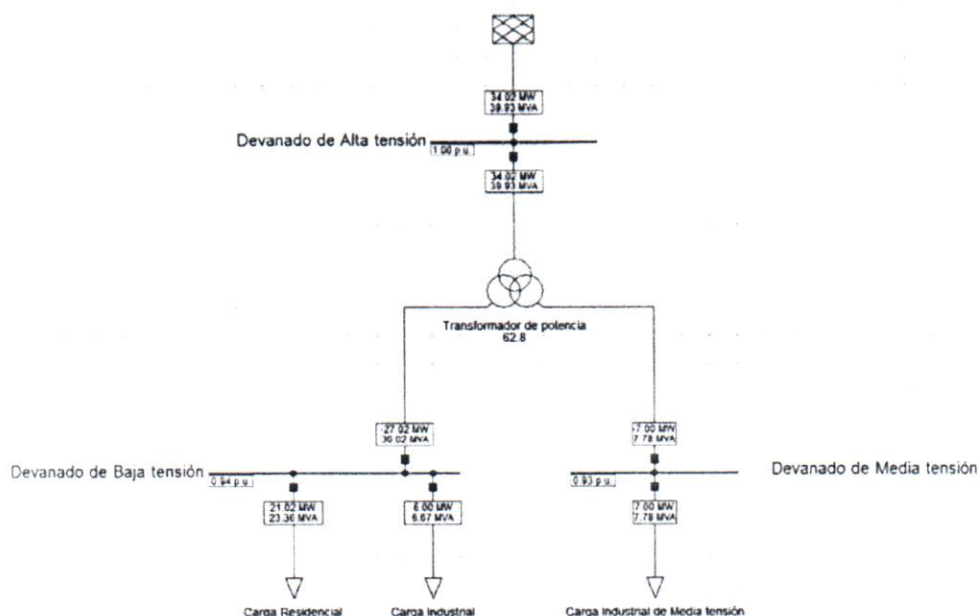


Ilustración 1. Modelo teórico para evaluar la reducción de carga por reducción de tensión

Los resultados obtenidos en el caso de estudio de subestaciones con 50% de carga residencial e industrial se presenta en la Tabla 13:

	Caso de estudio						
	Residencial = 50 % e Industrial = 50 %						
Tap Transformador	0	1	2	3	4	5	6
Tensión devanado de baja (p.u.)	1	0.99	0.98	0.97	0.96	0.94	0.93
Tensión devanado de media (p.u.)	0.99	0.98	0.97	0.96	0.94	0.93	0.92
Carga total barra de baja (MW)	30	29.65	29.32	28.99	28.68	28.38	28.09
Carga Residencia barra de baja (MW)	15	14.65	14.32	13.99	13.68	13.38	13.09
Carga Industrial barra de baja (MW)	15	15	15	15	15	15	15
Porcentaje de reducción devanado de baja	0.00%	1.17%	2.27%	3.37%	4.40%	5.40%	6.37%

Tabla 13. Reducción de demanda en subestaciones con 50 % de carga residencial y 50 % de carga industrial

De la Tabla 9 y la Tabla 10 se concluyó que para obtener reducción de la demanda de 1.5% en el OR1 y OR2, se requiere una disminución mínima de carga de 5.5% y 4.4% respectivamente en las subestaciones donde más del 50% de la carga es residencial.

En la Tabla 13, se observa que para el OR1 sólo se logró una reducción de la demanda mayor al 5.5% en un caso (6.37%), mientras que para el OR2 se logró una reducción de la demanda en los casos 5 y 6 (5.4% y 6.37%); en estos casos el voltaje es de 0.93pu y 0.94pu en barras de baja tensión.

De la Tabla 11 y la Tabla 12 se concluyó que para obtener una reducción de demanda de 1.5% en el OR3 y OR4, se requiere una disminución mínima de carga de 2.2% y 3.1% respectivamente, en las subestaciones donde más del 50% de la carga es residencial. Según los datos obtenidos se observa que para estos dos ORs se podría obtener reducción de carga por medio de las variaciones de tensión con niveles de tensión de referencia en barras adecuados.

De la Tabla 9 y la Tabla 10 se concluyó que para obtener reducción de demanda de 1% en el OR1 y OR2, se requiere una disminución mínima de carga de 3.7% y 2.9% respectivamente en las subestaciones donde más del 50% de la carga es residencial. En la Tabla 13, se observa que para el OR1 sólo se logra una reducción de la demanda mayor al 3.7% en tres casos (4.4%, 5.4% y 6.37%), mientras que para el OR2 se logra reducción de la demanda en cuatro casos (3.37%, 4.4%, 5.4% y 6.37%), en estos casos el voltaje es de 0.96pu, 0.94pu, 0.93pu y 0.92pu en barras de baja tensión respectivamente.

Los resultados obtenidos en el caso de estudio de subestaciones con 60% de carga residencial y 40% carga industrial se presenta en la Tabla 14:

	Caso de estudio						
	Residencial = 60 % e Industrial = 40 %						
Tap Transformador	0	1	2	3	4	5	6
Tensión devanado de baja (p.u.)	1	0.99	0.98	0.97	0.96	0.94	0.93
Tensión devanado de media (p.u.)	0.99	0.98	0.97	0.96	0.94	0.93	0.92
Carga total barra de baja (MW)	30	29.59	29.19	28.81	28.43	28.07	27.73
Carga Residencia barra de baja (MW)	18	17.59	17.19	16.81	16.43	16.07	15.73
Carga Industrial barra de baja (MW)	12	12	12	12	12	12	12
Porcentaje de reducción devanado de baja	0.00%	1.37%	2.70%	3.97%	5.23%	6.43%	7.57%

Tabla 14. Reducción de demanda en subestaciones con 60 % de carga residencial y 40 % de carga industrial

De la Tabla 9 y la Tabla 10 se concluyó que para obtener reducción de demanda de 1.5% en el OR1 y OR2, se requiere una disminución mínima de carga de 7.1% y 6.2% respectivamente, en las subestaciones donde más del 60% de la carga es residencial. En la Tabla 14 se observa que sólo se logra reducción de demanda mayor al 7.1% en un caso (7.57%), mientras que para el OR2 se logra reducción de demanda en dos casos (6.43% y 7.57%) en estos casos el voltaje es de 0.93pu y 0.94pu en barras de baja tensión respectivamente.

De la Tabla 11 y la Tabla 12 se concluyó que para obtener reducción de demanda de 1.5% en el OR3 y OR4, se requiere una disminución mínima de carga de 2.2% y 3.1% respectivamente en las subestaciones donde más del 60% de la carga es residencial. Según los datos obtenidos se observa que para estos dos ORs se podría obtener reducción de carga por medio de las variaciones de tensión con niveles de tensión de referencia en barras adecuados.

Los resultados obtenidos en el caso de estudio de subestaciones con 70% de carga residencial y 30% carga industrial se presenta en la Tabla 15:



	Caso de estudio						
	Residencial = 70 % e Industrial = 30 %						
Tap Transformador	0	1	2	3	4	5	6
Tensión devanado de baja (p.u.)	1	0.99	0.98	0.97	0.96	0.95	0.94
Tensión devanado de media (p.u.)	0.99	0.98	0.97	0.96	0.95	0.93	0.92
Carga total barra de baja (MW)	30	29.52	29.06	28.62	28.19	27.77	27.37
Carga Residencia barra de baja (MW)	21	20.52	20.06	19.62	19.19	18.77	18.37
Carga Industrial barra de baja (MW)	9	9	9	9	9	9	9
Porcentaje de reducción devanado de baja	0.00%	1.60%	3.13%	4.60%	6.03%	7.43%	8.77%

Tabla 15. Reducción de demanda en subestaciones con 70 % de carga residencial y 30 % de carga industrial

De la Tabla 9 y la Tabla 10 se concluyó que para obtener reducción de demanda de 1% en el OR1 y OR2, se requiere una disminución mínima de carga de 10.8% y 8.1 % respectivamente en las subestaciones donde más del 70% de la carga es residencial. En la Tabla 15, se observa que la máxima reducción de carga por tensión en las subestaciones es de 8.77%, por lo tanto, solo el OR2 podría aplicar reducción de demanda por reducción de tensión en un caso.

Cabe aclarar que para los casos de estudio antes mencionados, se están obteniendo valores de tensión en barras de baja tensión del orden de 0.93pu aproximadamente, esto implica que aguas abajo de los circuitos de distribución las tensiones en muchos casos estarán por debajo de valores operativos que garanticen calidad del servicio al cliente.

En la Ilustración 2 se muestra el perfil de tensión de un circuito de distribución, donde se aprecia que en algunos casos la caída de tensión propia de las redes no permite flexibilidad para reducir tensión desde las barras, por lo que al aplicar el racionamiento por tensión se estaría afectando la calidad del servicio del cliente.

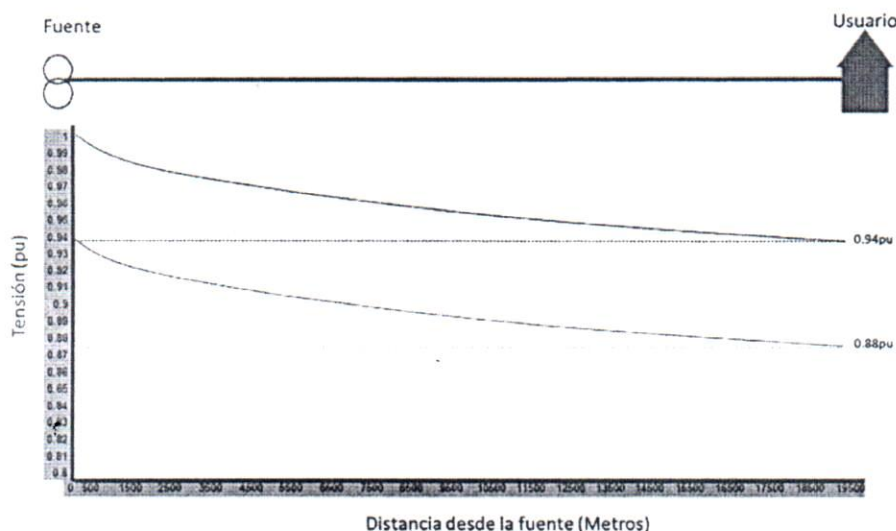


Ilustración 2. Caída de tensión en un circuito variando la tensión en la fuente



Del anterior análisis se concluye lo siguiente:

- Si bien teóricamente la variación en la tensión permite una reducción en la demanda dependiendo del tipo de la carga, actualmente la demanda en Colombia contempla un porcentaje considerable de carga tipo industrial y comercial y de manera distribuida en las diferentes subestaciones, lo que implica que en algunos casos la reducción en la tensión no conlleve a reducción significativa o esperada de demanda. Además, se deben considerar las implicaciones operativas y de cara al cliente que se tendrían, en los casos donde se aplique el racionamiento por tensión.
- En los análisis se presentaron 4 Operadores de Red con diferente participación de demanda y tipo de carga, con el fin de tratar de reflejar en ellos los diferentes Operadores de Red del país.
- En las Tablas 11 y 12 se encontró que para los ORs con baja participación de demanda, se puede lograr una reducción de demanda por medio de la variación de tensión.
- En las Tablas 9 y 10 se encontró que para los ORs con alta participación de demanda, no es posible en la mayoría de los casos lograr una reducción de carga por medio de la variación de tensión, esto debido a que estos ORs tienen un alto porcentaje de tipos de carga comercial e industrial, que por su comportamiento de potencia constante en su mayoría, la variación de tensión no tiene un efecto favorable en cuanto a reducir la demanda.
- De acuerdo a los dos puntos anteriores, a pesar de que para los ORs con participación menor en la demanda sí se lograría racionamiento por tensión; se debe tener presente que con estos ORs no se lograría llegar a bajar un porcentaje representativo de la demanda del país como en algún momento lo pueda solicitar el CND de acuerdo a lo previsto en el Estatuto de Racionamiento actual.
- Para los casos donde se logra obtener reducción de carga por medio de variación en la tensión para los 4 ORs, se requeriría variar tensiones en un gran porcentaje de subestaciones, con las implicaciones técnicas y logísticas que esto puede acarrear. Para el caso de 50% residencial el OR1 debe variar tensiones en 99 de 133 subestaciones (75%), el OR2 debe variar tensiones en 101 de 153 subestaciones (66%), el OR3 debe variar tensiones en 16 de 22 subestaciones (72%) y el OR4 debe variar tensiones en 3 de 4 subestaciones (75%).
- En el ejercicio se muestra que en los casos donde aplica el racionamiento por tensión es necesario maniobrar equipos en una gran cantidad de subestaciones, esto se convertiría en un reto tanto para el Operador de Red como para el Operador del SIN, ya que no sería posible realizar las maniobras en un mismo instante de tiempo, lo que implica que se debe considerar una franja de tiempo para que cada operador realice los movimientos considerados en la planeación del racionamiento y el Operador del SIN debe realizar la planeación del racionamiento programado, de tal forma que las maniobras de todos los Operadores de Red no afecten la seguridad del sistema.
- Es importante resaltar que en el ejercicio se asumió que en todas las subestaciones se tienen equipos con la capacidad para controlar la tensión; sin embargo, en la actualidad muchos de los equipos no cuentan con esta función. Debido a esta limitante, tratar de controlar la demanda por medio de tensión se restringe en muchas subestaciones.
- A pesar de que en algunos casos es posible obtener la reducción de carga por medio de variación en la tensión, las tensiones en las barras de baja y media tensión serían de valores cercanos a 0.93pu, lo cual implica aguas abajo de los circuitos baja calidad del servicio al cliente, además en los devanados de media tensión la afectación sería mayor considerando que típicamente estos



devanados cuentan con clientes industriales. Lo cual, a pesar de encontrarse dentro de los rangos regulatorios, puede conllevar a quejas del cliente por bajas tensiones en sus instalaciones y posibles compensaciones económicas por parte de los Operadores de Red en algunos casos. Por lo anterior, en los casos de emergencia como la aplicación del Estatuto de Racionamiento se solicita que se revise por parte de la Comisión la pertinencia de aplicar las penalizaciones al Operador de Red por calidad del servicio.

- Según lo expresado en la comunicación CREG del 30 de marzo de 2016 con respecto a que la medida de racionamiento por tensión ha sido utilizada en Colombia, el CNO no ha encontrado registros ni referencias de su aplicación desde el año de entrada en vigencia del Estatuto en cuestión por condiciones energéticas, puesto que los ejercicios de racionamiento por tensión más cercanos han sido por potencia sobre un área en particular y ante condiciones especiales del sistema.

Considerando el análisis presentado y con el fin de hacer factible la aplicación del Estatuto de Racionamiento, se solicita evaluar conjuntamente (CREG, CNO) la viabilidad de modificar o eliminar el porcentaje de racionamiento por tensión del artículo 8 de la resolución CREG 119 de 1998