

Estudio de consultoría para construir propuestas de metodologías basadas en líneas base de consumo o mecanismos alternos para utilizar la flexibilidad de consumo de los usuarios de energía en programas de Respuesta de la Demanda:

Revisión de líneas de base de consumo establecidas en programas de respuesta de la demanda en Colombia

Preparado para:

*Comisión de Regulación de Energía y Gas
CREG*

10-12-2020

Contenido

3. Revisión de líneas de base de consumo establecidas en programas de respuesta de la demanda en Colombia	3
3.1. Descripción de las líneas base de consumo de los programas	3
3.1.1. Programa Demanda Desconectable Voluntaria – DDV	3
3.1.2. Programa de Respuesta de la Demanda-RD	5
3.1.3. Programa Apagar Paga	5
3.2. Resultados de aplicación de los programas	6
3.3. Paralelo a referencias internacionales	12
3.4. Comparación de líneas base de consumo en programas de respuesta de la demanda para diferentes tipos de usuarios	18
4. Conclusiones y recomendaciones	20
Anexos	24
Referencias	24

3. Revisión de líneas de base de consumo establecidas en programas de respuesta de la demanda en Colombia

En el desarrollo del mercado eléctrico colombiano se ha percibido la necesidad de diseñar mecanismos que permitan al consumidor ser participante activo del mismo proporcionando servicios a la red cuando se requieren. Con el fin de cuantificar estos, que se traducen en ahorro de energía eléctrica, se establecen líneas base de consumo y en Colombia se han aplicado a través de los programas de Respuesta de la Demanda-RD, el Programa de Demanda Desconectable Voluntaria-DDV y el programa Apagar Paga. Con el fin de perfeccionar estos programas, se realiza una evaluación de las líneas base de consumo diseñadas y se realizan algunas recomendaciones.

El documento se expone como se muestra a continuación. En la Sección 3.1. se realiza un resumen del diseño de las líneas base de consumo de los programas de respuesta de la demanda DDV, RD y Apagar Paga aplicados en Colombia. En la sección 3.2. se evalúan los resultados de aplicación de estos programas a la luz de su utilidad y efectividad mediante información suministrada por XM sobre informes de precios y cantidades de recursos de la demanda durante el año 2016. Dentro de esta sección también se exponen algunos comentarios sobre los factores de éxito y los aspectos a mejorar de este tipo de programas realizados por agentes y se realiza la evaluación de la precisión de las líneas base de consumo de los programas. Posteriormente, en la sección 3.3. del documento se comparan las líneas base establecidas en programas de respuesta de la demanda en Colombia frente a las experiencias internacionales consultadas, a las cuales se puede referir el lector a través del documento Revisión Internacional.

Se realizó una comparación para el caso de las líneas base de los programas DDV y RD y una comparación adicional para el programa Apagar Paga debido a las grandes diferencias en los objetivos de los programas y las líneas base diseñadas conforme los mismos. En la sección 3.4. se realiza el análisis de la comparación realizada en la sección anterior a la luz de la participación de diferentes tipos de usuarios en los programas de respuesta de la demanda y, finalmente, en la Sección 4. se presentan las propuestas formales presentadas por los agentes, las conclusiones y las recomendaciones del estudio, entre las cuales se revisan nuevamente los comentarios finales de la Sección 2.10. del documento Revisión Internacional.

En la Tabla A del Anexo se puede observar el listado de actividades de los términos de referencia y su ubicación dentro de los documentos.

3.1. Descripción de las líneas base de consumo de los programas

3.1.1. Programa Demanda Desconectable Voluntaria – DDV

Según las resoluciones CREG No. 071 del 2006 y No. 063 del 2010, el Programa de Demanda Desconectable Voluntaria es un Programa de Respuesta de la Demanda en donde un generador que anticipa que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme, puede negociar con los usuarios, por medio de sus comercializadores, la reducción voluntaria de la demanda de energía, siendo este un esquema de respuesta de la demanda para condiciones de emergencia energética con el fin de respaldar la Obligación de Energía en Firme. Un consumidor de energía

eléctrica puede declarar una capacidad de reducción de su consumo o generación de energía propia para ponerla a disposición del sistema cuando se requiera. En este programa, los generadores con obligaciones de energía en firme participan como compradores y los comercializadores como vendedores.

El producto tranzado en este programa refiere a la cantidad de demanda de energía reducida en un día (kWh-día) por parte de un comercializador, la cual es pactada en un contrato entre un generador y un comercializador. La DDV se activa en el momento en que un generador oferta DDV y el formato de la oferta debe describir la cantidad para cada hora (MWh) y el precio diario de DDV (\$/MWh).

Pueden participar aquellos usuarios cuyas fronteras presentan poca variabilidad en el consumo de energía. Además, deben ser grandes consumidores de energía eléctrica y deben contar con medición telemedida del consumo en periodicidad horaria.

Existen dos mecanismos disponibles para participar del programa; i) las fronteras con línea base de consumo y ii) las fronteras con medición directa de DDV¹. Para el interés del presente estudio se expone a continuación lo referente al primer mecanismo de LBC, en el cual participan usuarios con un error no mayor al 5% respecto al modelo estimado.

Fronteras con línea base de consumo (LBC): se considerará que hay reducción de la demanda cuando la medida sea menor que el valor de la línea base de consumo menos el error. Pasados 115 días después del registro de la frontera, se debe actualizar el cálculo de la LBC con los datos más recientes.

El modelo utilizado para el desarrollo de la LBC del programa es una adaptación de un modelo multiplicativo de descomposición de series de tiempo:

$$C_t = T_t \times E_t \times U_t$$

Donde,

C_t corresponde al consumo diario de la frontera

T_t es la tendencia, la cual se estima mediante una regresión lineal y describe el comportamiento de la serie a largo plazo. Está determinada por un índice para cada día de la semana, que representa el valor de la fluctuación estacional en cada día de la semana e indica qué tanto por encima o por debajo de la tendencia se encuentran en promedio las observaciones del día.

E_t es el componente estacional, determinado por un índice para cada uno de los días de la semana e indica qué tanto por encima o por debajo de la tendencia se encuentran en promedio las observaciones del día.

U_t corresponde al término de error.

Se puede observar que la captura de los datos se realiza con frecuencia diaria y el tamaño de la muestra de datos seleccionada corresponde al periodo de los últimos 105 días o 15 semanas, contando el modelo con un horizonte de predicción semanal.

¹ Demanda desconectable Voluntaria-DDV. Documento CREG 087 del 2008.

Para calcular los índices estacionales se realiza el cálculo de los promedios móviles centrados de longitud 7:

$$PM_t = \frac{C_{t-3} + C_{t-2} + C_{t-1} + C_t + C_{t+1} + C_{t+2} + C_{t+3}}{7}$$

Luego se calcula el cociente C_t/PM_t que es aproximadamente igual a $E_t \times u_t$.

Posteriormente se promedian los valores resultantes correspondientes al mismo día para obtener índices preliminares ($\widetilde{E}_1 \dots \widetilde{E}_7$) que luego son ajustados de manera que $E_i = \widetilde{E}_i \times 7 / \sum_{i=1}^7 \widetilde{E}_i$

Finalmente, se realiza la estimación de la tendencia, desestacionalizando los datos dividiendo el consumo C_t en su respectivo E_t . Con los datos resultantes se estima una tendencia lineal mediante una regresión lineal $T_t = a + bt$.

1.1.2. Programa de Respuesta de la Demanda-RD

Con la Resolución CREG 011 del 2015, se adoptaron las normas para regular el programa de respuesta de la demanda, RD, para el mercado diario en condición crítica con el fin de promover el ahorro voluntario. El programa guarda gran similitud al DDV, ya que i) el producto tranzado también corresponde a la cantidad de demanda de energía reducida en MWh, con respecto a los consumos de energía del usuario o grupo de usuarios que son representados por parte de un comercializador, ii) el equipo de medida del usuario que participa en el programa debe permitir la lectura o interrogación remota de la información y de los parámetros del medidor de manera horaria, iii) solo pueden participar fronteras cuyos usuarios presentan poca variabilidad en su consumo de energía y iv) es un programa para condiciones de emergencia energética.

El modelo utilizado para el desarrollo de la LBC de este programa es el mismo al expuesto en el programa DDV, y toma como muestra los mismos 105 días o 15 semanas anteriores al evento. Así mismo, el error permisible para usuarios a los cuales es determinada una LBC corresponde al 5%.

1.1.3. Programa Apagar Paga

En la Resolución CREG 029 del 2016, se establecieron los puntos centrales de un esquema de tarifas diferenciales para aplicar a comercializadores minoristas para promover el ahorro voluntario de energía del programa Apagar Paga. Este se basa en la comparación entre una meta de ahorro y la demanda efectiva de energía. Esta metodología se estableció en un momento crítico para el mercado de energía por el fenómeno del Niño a comienzos del año 2016, con el fin de garantizar el abastecimiento energético y la LBC se definió al nivel del usuario (meta individual), como el consumo de energía de dicho usuario en el mes de febrero de 2016.

Alternativamente, el usuario pudo solicitar que su LBC fuese el promedio de consumo de los últimos 6 meses, terminando en febrero de 2016, de los meses que le hubieran facturado hasta febrero de 2016, o de los meses que le hayan facturado hasta febrero de 2016, en caso de que no hubiera cumplido 6 meses de consumo en esa fecha. Así mismo, la LBC de los comercializadores fue igual al consumo del mes de febrero.

En este programa, el tamaño de la muestra para la elaboración de la LBC fue del consumo de los 29 días del mes de febrero del año 2016 y el horizonte de predicción fue del mes siguiente, es decir, del consumo de los siguientes 30 días, por lo que la variable independiente contemplada en este estudio correspondió a kWh-mes, por intervalos de tiempo diarios. El programa se segmentó para que participaran usuarios regulados en el SIN.

El requerimiento de medición para los agregadores fue de medición horaria y en el caso de los usuarios, la medición mensual a través de medidores tradicionales.

3.2. Resultados de aplicación de los programas

Entendiendo el término utilidad como la capacidad de un programa para ser aprovechado con un fin específico, y la efectividad como el equilibrio entre eficacia² y eficiencia³ del mismo, se procede a evaluar el ahorro inducido dentro del programa Apagar Paga, el cual fue implementado del 7 de marzo al 22 de abril del 2016⁴, definiéndose el mes de febrero como estimación del consumo. Se pueden destacar los siguientes resultados desde el punto de vista de LBC:

Según el informe de Operación de 2016, la demanda medida en las fronteras del sistema interconectado nacional (SIN) en los primeros 4 meses del 2016 fue de la siguiente manera:

Tabla 3.1.

**Demandas de energía eléctrica en fronteras del SIN
(enero 2016-abril 2016)**

Mes	GWh
Enero	5584
Febrero	5465
Marzo	5367
Abril	5397

Realización propia

Es necesario reconocer que estas cantidades incluyen los efectos de la reducción por los programas de “Apagar Paga”, RD y DDV. La reducción de demanda para los meses de marzo y abril fue respectivamente de un 1.8% y 1.2% comparando con el consumo registrado en el mes de febrero. Separando la demanda de usuarios regulados y no regulados, según información obtenida a través de XM, se obtiene el consumo en GWh para cada tipo de usuario. Estos datos se presentan a continuación⁵.

² Alcance de objetivos

³ Alcance de objetivos mediante el mínimo costo de recursos

⁴ Resoluciones CREG 029, 039, 049 y 051 de 2016

⁵ Fuente: No regulados obtenida de XM Portal BI.

Tabla 3.2.

**Demandas de regulados y no regulados en fronteras del SIN
(febrero 2016-abril 2016)**

Mes	Demandas mensuales: regulados GWh	Demandas mensuales: No regulados GWh
Febrero	3712,9	1752,1
Marzo	3619,5	1747,5
Abril	3711,1	1685,9

Realización propia

[**APAGAR PAGA**](#)

Las cantidades de la tabla anterior representan una reducción en la demanda del 2.5 % y 0.05% en los meses de marzo y abril respectivamente comparado con el consumo realizado en el mes de febrero dentro del sector regulado, las cuales son reducciones resultado del programa Apagar Paga. Teniendo en cuenta 29 días de febrero, el valor promedio de la demanda GWh/día en estos meses fue de:

Tabla 3.3.

**Demandas promedio diarias de regulados y no regulados en fronteras del SIN
(febrero 2016-abril 2016)**

Mes	Demandas promedio diarias: regulados GWh/día	Demandas promedio diarias: No regulados GWh/día
Febrero	128,0	60,4
Marzo	116,8	56,4
Abril	123,7	56,2

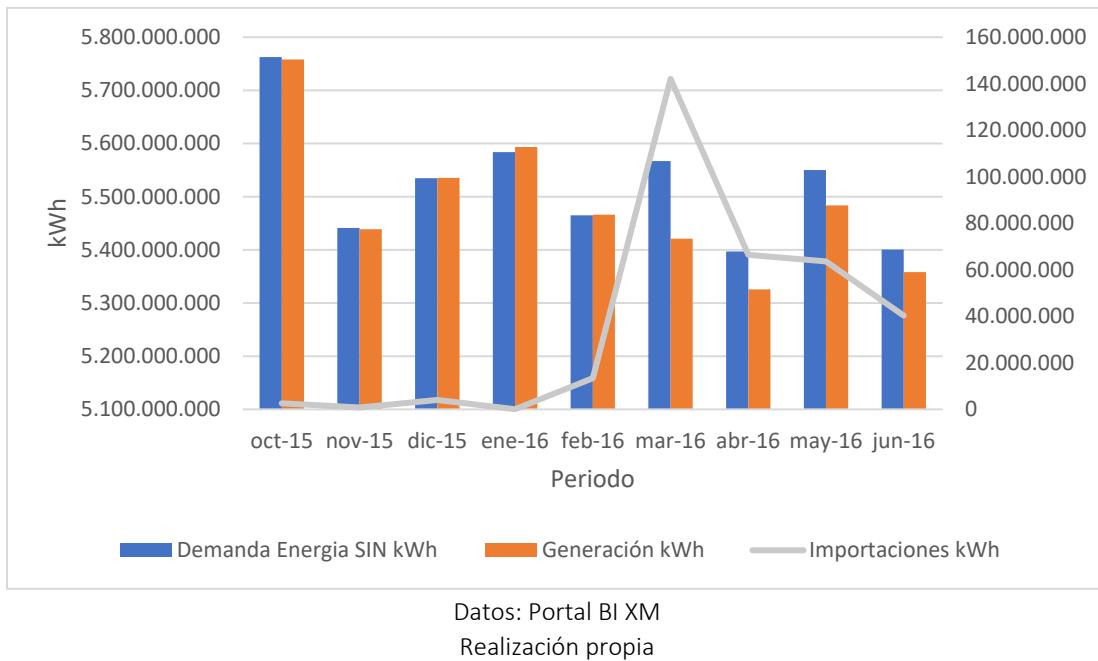
Realización propia

Eliminando el efecto de la diferencia de número de días de los meses analizados se obtiene una reducción del consumo de 8.8% y 3.4% para los meses de marzo y abril respectivamente, por lo que se identifica una tendencia a la baja de la efectividad de la medida con el tiempo de permanencia de la misma.

En la siguiente gráfica se observan los efectos del programa Apagar Paga. Durante el mes de marzo hubo una notable diferencia entre el total de demanda de energía en el SIN y la generación, por lo que las importaciones aumentaron considerablemente con el fin de hacer frente a esta situación. En abril, la demanda de energía disminuyó en cerca de 170.113.350 kWh, por lo que se presentó así mismo una reducción de las importaciones.

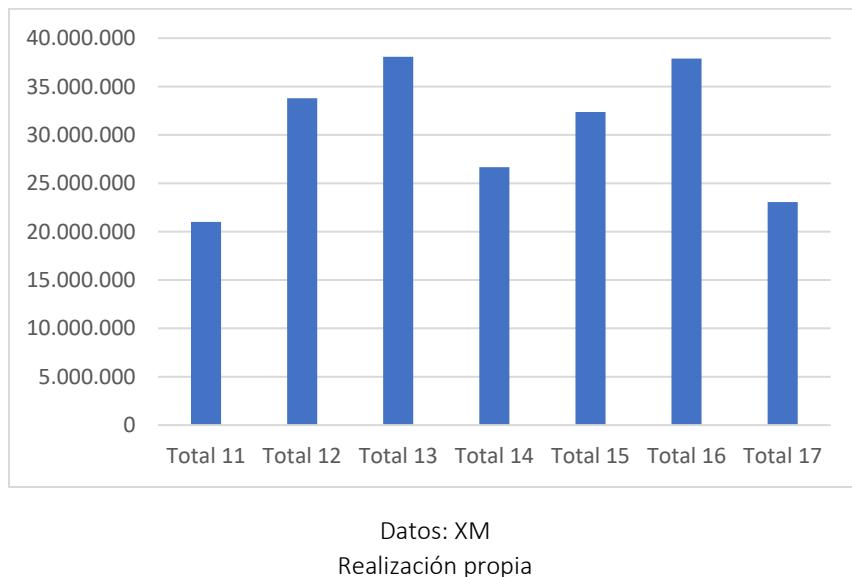
Figura 3.1.

**Demand y Oferta de energía eléctrica en Colombia
(octubre 2015- junio 2016)**



Se evidencia, además, que las mayores cantidades de ahorro se produjeron en la tercera y sexta semana del programa, y hubo una tendencia al crecimiento del esfuerzo por parte de los usuarios, tal y como se observa a través de la siguiente figura. Sin embargo, y como se expuso anteriormente, la efectividad del programa disminuyó considerablemente en la semana 17 del año 2016, la cual correspondió a la última en la que se aplicó el programa Apagar Paga.

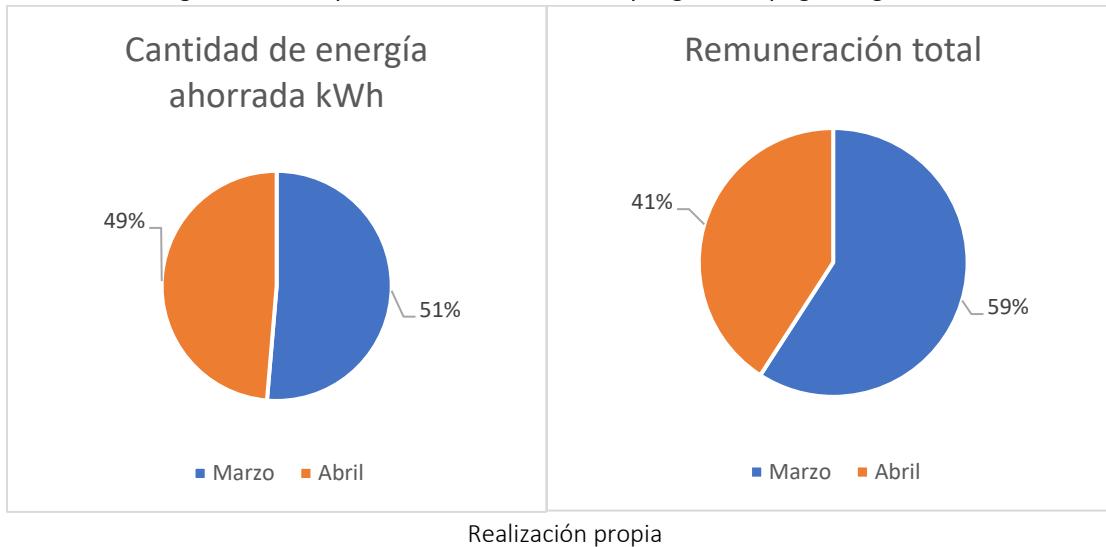
Figura 3.2.
Cantidad de energía ahorrada (kWh) en el programa Apagar Paga



En el informe de operación 2016, se reporta un valor que rondó los 79.704 millones de pesos como transacciones del mercado por el concepto del balance final de programa de ahorro pagado a comercializadores. Como se evidencia en las siguientes figuras, el esfuerzo de ahorro se distribuyó de manera similar en los dos meses, aunque la remuneración fue ligeramente mayor en el mes de marzo.

Figura 3.3.

Cantidad de energía ahorrada y remuneración total del programa Apagar Paga



Por todo lo anterior, se evidencia que el programa Apagar Paga si tuvo una gran utilidad para disminuir el consumo de los usuarios durante los meses de emergencia por condiciones climáticas. Algunos agentes atribuyen el éxito del programa a los siguientes factores de aplicación del mismo:

1. Elementos de análisis como la caracterización del déficit de energía en el mercado para poder estimar el potencial de cada uno de los comercializadores para contribuir con el ahorro a través de sus usuarios.
2. Elementos de implementación, emprendiendo campañas para identificar con los usuarios dónde estaba el potencial de ahorro. Se realizó una caracterización con los potenciales en industria y comercio y se cuestionó su apreciación sobre la atractividad del programa.
3. La existencia de un elemento de incentivo económico motivó la participación de numerosos usuarios en el programa. Se evidencia que los usuarios prestaron más atención al incentivo negativo del programa para participar del mismo.

Los obstáculos más observados en este programa corresponden a las diferencias entre los ciclos de facturación y medición, que hizo compleja la explicación a usuarios sobre cuál fue la línea meta de consumo del mes de febrero que se tomó como referencia para estimar el ahorro en los meses marzo y abril. Así mismo, se percibe una falta de modelo de digitalización para hacer viables los programas de respuesta de la demanda de manera permanente, de manera que se habiliten plataformas para la exposición de señales económicas y que, a través de un agregador o comercializador, el usuario pueda optar por tener la información para acogerse a los programas.

Con el fin de disminuir algunos costos entre las entidades que proveen los servicios y de incentivar la participación de los usuarios, mejorando considerablemente la eficiencia de estos programas, se realizan las siguientes observaciones.

Observaciones del programa Apagar Paga

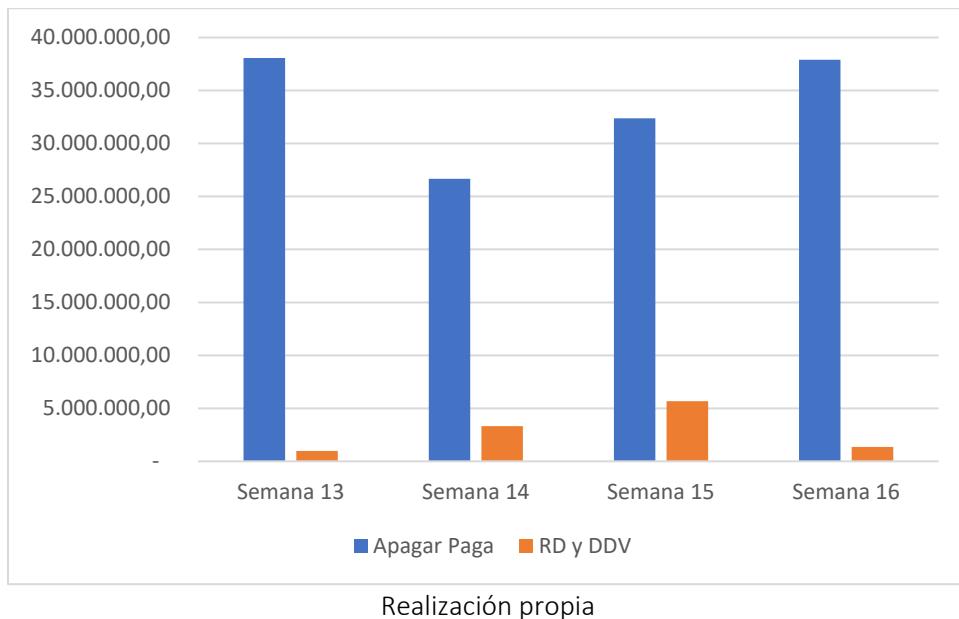
- Necesidad de sistemas de telemedición, que resolverían los problemas de los ciclos de medición y facturación: Sincronización de lecturas con intervalos del despacho en el mercado.
- Necesidad de plataformas mediante las cuales los usuarios puedan acceder en tiempo real a las señales tarifarias del mercado.

DDV y RD

Los dos programas se confunden en una situación de emergencia. El primero, DDV, obedece al cubrimiento al generador que haya hecho la contratación y se activa cuando se presenta la condición prevista para ello. Por otro lado, el programa de Respuesta de Demanda permite la participación de usuarios no regulados que voluntariamente hagan reducción de la demanda para ser remunerados como lo establece la regulación, aprovechando condiciones que son atractivas económicamente y que no han comprometido un generador en el programa de DDV. En los dos casos el resultado es una reducción de demanda que se refleja en la cuenta de usuarios no regulados del Mercado de Energía Mayorista MEM.

De las tablas antes presentadas se puede establecer que, siendo febrero la LBC en los meses de marzo y abril, se presentó una reducción de consumo de energía eléctrica de un 0.3% y 3.8% respectivamente. Al realizar un ajuste por el número de días del mes, estas reducciones representan el 6.7% y 7% para los mismos meses. Se destaca el comportamiento estable de esa reducción, la cual tuvo un remanente a lo largo del resto del año para terminar con una reducción del 1.7% en el año con relación al año 2015, por lo que se puede establecer que estos programas han sido considerablemente útiles. En la siguiente figura se observan las diferencias entre las cantidades de energía eléctrica ahorradas dentro de cuatro semanas del programa. Se puede evidenciar que el programa Apagar Paga fue especialmente significativo, pero la terminación pronta del programa fue posible en parte al ahorro que se produjo por parte de los otros programas. Con el fin de mantener la utilidad de los programas y de mejorar el alcance de objetivos de reducción de consumo deben tenerse en cuenta los factores que inciden en el mismo y que se exponen a continuación.

Figura 3.4.
Energía total ahorrada (kWh) por semana dentro de cada programa



Observaciones de los programas DDV y RD

- La efectividad de un esquema de reducción de demanda se reduce hacia el final de períodos largos de tiempo de aplicación.
- La LBC debe tener estabilidad por un tiempo de uno o dos meses cuando se requiere para medir la reducción de demanda, atendiendo la necesidad de energía.
- La probabilidad de agotar la historia sin eventos necesaria para generar la LBC es menor en condiciones con despachos de menor frecuencia como pueden ser las emergencias para sostener nivel de reserva principalmente en las horas punta o para participar en servicios complementarios o en el mercado del día anterior o en tiempo real.

Evaluación de la precisión de las líneas base de consumo de los programas

Para realizar la evaluación de la precisión de las líneas base de consumo establecidas en los programas de respuesta de la demanda en Colombia, se calculan los diferentes índices de exactitud y precisión MPE, MAPE y RRMSE, los cuales fueron detallados en la sección 2.7. del documento Revisión Internacional. Para el caso del programa Apagar Paga, la línea base de consumo se establece con el consumo del mes anterior. En este caso se utiliza el consumo del mes anterior multiplicado por la relación del número de días del mes actual con respecto al mes anterior. Esto es equivalente a tomar el mismo valor promedio diario para el mes.

Para el cálculo de los índices se realizó una simulación y se tomaron los valores de los consumos de las fronteras reguladas para los meses de la muestra del estudio. Se calculan los valores de la LBC

según se definió anteriormente y se compara con el valor real para determinar los errores MPE, MAPE y RRMSE de las series así obtenidas. En las siguientes figuras se presentan los resultados obtenidos.

Figura 3.5. MPE

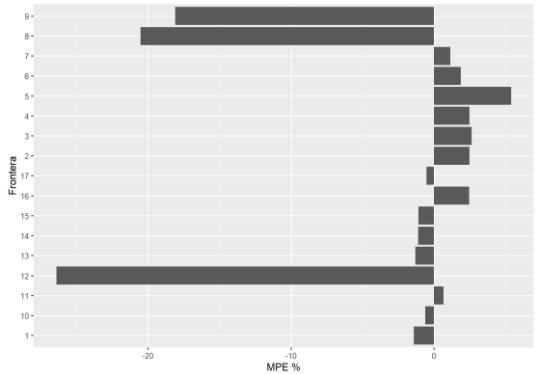


Figura 3.6. MAPE

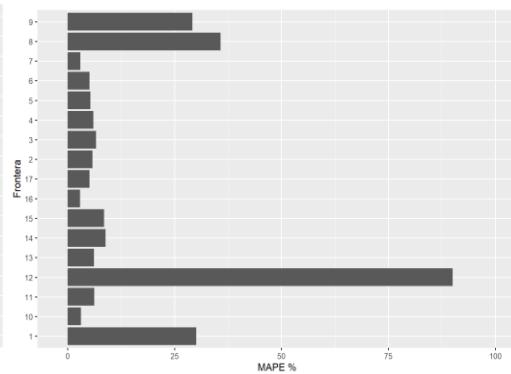
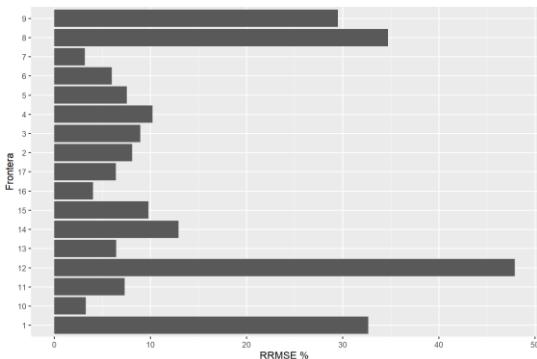


Figura 3.7. RRMSE



Como se puede observar en los valores MPE, esta línea base expone una tendencia a subestimar los valores de las fronteras con mayor desviación, alcanzando valores de -20%. La mediana de este error es negativa con un valor de 0.52% y se demuestra que se presentan las situaciones de sobre estimación para fronteras con poca desviación. Con relación al MAPE, la mediana se encuentra en el valor del 6.17%. Con excepción de 3 casos, la muestra restante se encuentra con un error inferior al 10%. Por último, el índice RRMSE presenta una mediana de 8.12%. Ninguno de los anteriores valores son altos, por lo que se puede afirmar, que esta línea base de consumo tenía un nivel de precisión aceptable.

3.3. Paralelo a referencias internacionales

En la siguiente sección se realiza la comparación de metodologías establecidas internacionalmente y en Colombia. Estas comparaciones se realizan a través de tablas para facilitar al lector el paralelo de las experiencias. De primera mano, se observa la comparación del DDV y RD y las mejores prácticas internacionales realizadas.

Tabla 3.4.
Comparación de experiencias
(Colombia-internacional)

ETAPA	DDV Y RD	Mejor práctica internacional
Cálculo	Las LBC utilizadas para DDV y RD se obtienen mediante métodos de regresión que incluyen el consumo de los últimos 105 días.	Las líneas base de consumo más usadas a nivel internacional se encuentran calculadas mediante los métodos de promedio de consumo histórico. Además, en los mercados referenciados se usa una historia de 45 días. Solo en PJM, el usuario debe utilizar una historia de 60 días con el fin de participar en el programa.
	Como criterio para ingresar y permanecer en el programa, se debe cumplir que el error cuadrático medio de la estimación del consumo del usuario se encuentre por debajo del 5%	La precisión debe ser del 10% con un intervalo del 80% y el error se mide con la raíz del error cuadrático medio, el cual debe ser menor al 20%.
Aplicación	Aplicable al sector de grandes consumidores para respaldar Obligaciones de Energía en Firme de generadores. La DDV o RD se encuentra habilitada para condiciones de escasez, cuando el precio bolsa supera el 108% precio de escasez.	Para los casos en que se oferta para emergencia la oferta es mayor que 1000USD/MWh.
	Las LBC se basan en las mediciones históricas horarias, utilizando los equipos de medida de las fronteras comerciales que se usan para las mediciones del consumo con la precisión establecida por la regulación. Esta información es remitida al ASIC para realizar la liquidación del mercado por horas, con equipos de telemedida para ser interrogados por el CND mediante intervalos horarios.	Se realiza medición de la precisión del intervalo, el cual puede tener una frecuencia de medición de incluso 5 minutos, dependiendo de la referencia internacional observada, integrados en equipos de telemedida.
	Se toma una historia de 105 días para estimar las variables de tendencia y estacionalidad y hacer la predicción de la semana.	De una muestra de 45 días se utiliza el promedio de cada intervalo por un número de días. Entre 3 y 10 para días laborales y entre 2 a 3 para días festivos.

Proceso	Oferta como los generadores despachados centralmente, a un valor \$/kWh para el día y se hace una oferta de cantidad en MW por cada hora del día.	Oferta por intervalo de precio y cantidad
	Se programa por hora Se mide por hora utilizando telemedición. La regulación exige equipos de precisión 0.2.	Se programa por hora y se convierte a intervalo de medida
	Se verifica cumplimiento con respecto a la LBC por día. Se considera que está en el extremo del error del 5% y se descuenta ese valor para hacer la comparación.	Solo se aplica factor de pérdidas para reflejar al nodo
	Se liquida por hora	Se liquida por intervalo
Pruebas	Se realizan pruebas reduciendo por programa de despacho la cantidad comprometida por 4 horas.	Se realizan auditorias para verificar funcionamiento.
Cumplimiento	Si no se cumple con la cantidad pactada, se retira al usuario del programa, quedando este con la opción de repetir la prueba. El generador responsable ante el mercado debe sustituir el respaldo o cubrir las obligaciones respaldadas con esa demanda.	La falla en las auditorías o en incumplimiento de despacho puede resultar en el retiro de los usuarios del programa.
Actualización	Se actualiza inmediatamente se entra al programa.	Cualquier cambio debe ser reportado.

Como se puede apreciar en la comparación establecida, el diseño de los programas establecidos en Colombia se diferencia esencialmente en los siguientes factores con respecto a las tendencias internacionales:

- Escogencia de una muestra de días relativamente grande (más del doble) y de metodologías diferentes para la estimación del error porcentual de la estimación del consumo, que a su vez afectan el umbral permisible del mismo error.
- Escogencia de métodos diferentes para el establecimiento de las LBC de los usuarios. En Colombia, se calcula un modelo estadístico que contempla tendencia y estacionalidad del consumo de los usuarios, mientras la práctica internacional más utilizada realiza un promedio de consumo de energía eléctrica histórico para días más cercanos del evento y ajusta el cálculo incluyendo valores del consumo el mismo día del evento.
- Gran diferencia en los intervalos de telemedición de los usuarios, ya que internacionalmente, estos pueden tener una amplitud de 5 minutos, mientras en Colombia la amplitud de los mismos es de una hora, por lo que se observa que en Colombia existe un relativo retraso en la adquisición de medidores inteligentes que desagreguen el consumo de energía eléctrica en un número mayor de intervalos al día. Esto impacta en los procesos de oferta, programación y liquidación.

Los esquemas de verificación establecidos dentro de los programas no guardan fuertes diferencias con las prácticas utilizadas internacionalmente. La realización de auditorías aleatorias y periódicas es crucial para asegurar el cabal cumplimiento de la normativa que rige en los programas. Así mismo, las penalidades que contemplan la salida de los agentes de los programas son las más usadas a nivel internacional, por lo que en este aspecto no existen grandes diferencias entre las experiencias registradas en Colombia y a nivel internacional.

Ahora, se realiza la comparación entre el diseño del programa Apagar Paga y las mejores prácticas a nivel internacional.

Tabla 3.5.
Comparación de experiencias
(Colombia-internacional)

ETAPA	Apagar Paga	Mejor práctica internacional
Cálculo	LBC del usuario final: Mes anterior o el promedio de los últimos seis meses anteriores LBC del comercializador: Compras totales del mes de febrero para el mercado regulado registradas en el ASIC.	Algunos países con estaciones utilizan el mismo mes del año anterior.
Aplicación	El objetivo del programa fue responder a una condición de emergencia por posible déficit de energía. Dirigido a los usuarios regulados que no disponen de medidores horarios con telemedida.	Se usa para responder ante condiciones de emergencia y para participar en los diferentes mercados.

Medición	<p>La medición del consumo de un comercializador se telemide en las fronteras con el SIN o se reflejan por el factor de pérdidas a este si la carga correspondiente no está conectada al SIN. Se registra horariamente y reporta diariamente al CND.</p>	<p>Los agregadores que representa estas demandas de menor consumo miden y reportan al ISO o al centro de información del mercado.</p>
	<p>Los equipos de medición deben cumplir con los estándares establecidos por regulación según el nivel de tensión en donde se mide el consumo.</p>	<p>Rigen estándares según normas internacionales para los equipos de medición, que incluyen los transformadores de corriente y voltaje.</p>
	<p>La medición del consumo del usuario se realiza por ciclos cuando la lectura es manual o por telemedición cuando el comercializador tiene la infraestructura de comunicaciones y medición.</p>	<p>Las lecturas son telemedidas de acuerdo con los intervalos de definidos para el mercado.</p>
	<p>Considerando el caso de lectura por ciclos, la iniciación de los ciclos de lectura se distribuye a lo largo del mes. Aunque los ciclos de lectura deben ser mensuales, no coinciden con el mes calendario y el número de días del ciclo varía alrededor de los 30 días. Los ciclos Están desplazados con relación a la facturación mensual del comercializador. Se produce un descalce entre los consumos desplazados hacia adelante y aquellos desplazados hacia atrás del mes calendario. Estos valores no se compensan cuando hay heterogeneidad de los patrones de consumo.</p>	<p>Las lecturas a los usuarios son sincronizadas con las del mercado. Se puede establecer en forma transparente a qué precio se transa la energía que deja de consumir en el mercado.</p>
	<p>En el caso de lectura al usuario por telemedición las lecturas y facturación se hacen para el mes calendario, por lo cual se evita el descalce que se presenta en el método de lectura manual.</p>	<p>Hay una política de pasar el sistema de medición a esquema AMI.</p>
	<p>La energía comprada por el comercializador en el mercado es superior a la entregada al usuario por las pérdidas en la red. La reducción de consumo del usuario se refleja en una mayor reducción por el factor de pérdidas.</p>	<p>Los esquemas AMI permiten conocer la reducción directa del usuario.</p>
	<p>Estos factores hacen que el esquema no permita trazabilidad de la energía comprada por el comercializador y facturada al usuario y, por lo tanto, pierde trasparencia, lo que puede producir desbalances que, en caso de ser de superávit, pueden ser devueltos al mercado para ser</p>	<p>La telemedida permite la sincronización de las facturas de compra del agregador y de venta al usuario.</p>

	distribuidos entre la demanda vía reducción de costos de restricciones. Si se presenta déficit, no habrá forma de ser corregidos. Esto se podría presentar cuando se finaliza el período de aplicación de la medida.	
Proceso	El ASIC recibe los registros de consumo horarios en todas las fronteras del SIN reportadas por los comercializadores y generadores. Esta información hace parte del cálculo del despacho ideal y del precio horario del mercado o precio de bolsa. En este balance entra la demanda real medida incluyendo las pérdidas del sistema.	La liquidación la realiza el ISO con la información suministrada por los agentes del mercado.
	Diariamente se hace una liquidación de las compras y ventas horarias en las cuales se tiene en cuenta tanto la demanda real como la reducción de consumo de cada comercializador. Se le remunera por el valor de la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez. Al final del mes se hace la factura con las liquidaciones horaria de cada día.	Igual que a los generadores la liquidación se hace por intervalo del mercado.
	En la factura del consumo del mes al usuario final se hace una compensación por la reducción con respecto a la LBC o un cobro por exceso de consumo. La tarifa se fijó en un valor de \$450/kWh.	Los usuarios o sus representantes pueden hacer ofertas en los mercados.
	El incremento de consumo se paga por el exceso al valor de la tarifa regulada antes mencionada. Lo que se esperaba recaudar del mercado por la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez debía ser igual a lo que se recaudaba por exceso menos lo que se pagaba por el margen del comercializador y menos lo que se pagaba por reducción de consumo. Adicionalmente, se reconoció un porcentaje por comercialización de esta energía.	La reducción de demanda es considerada como un recurso y, por lo tanto, tiene un tratamiento similar a los generadores en el mercado.
Cumplimiento	La participación en el programa era obligatoria, el usuario que reducía consumo era remunerado a la tarifa de \$450/kWh y aquel que excedía se le cobraba el exceso a la misma tarifa.	La participación en el programa es voluntaria

Pruuebas	Se realizaron auditorías para verificar que el incentivo fuera aplicado según lo establecido. El resultado de estas pruebas mostró la dificultad de conciliar la información principalmente por la no coincidencia de los ciclos de medida en las empresas de comercialización con el periodo de liquidación y facturación del mercado mayorista que es el mes calendario.	Se realizan auditorías para verificar que la reducción sea factible.
Divulgación	Se utilizaron los medios de comunicación para dar a conocer el programa y para hacer seguimiento a su evolución. Se utilizó un indicador agregado para medir el ahorro diario y acumulado a la fecha en el programa.	Se utilizan canales de comunicación y redes sociales para dar a conocer los programas

Habiendo realizado la respectiva comparación entre la experiencia del programa Apagar Paga, y otras experiencias internacionales, se puede observar que, entre las experiencias, las siguientes son las diferencias más acentuadas:

- Existe un diferencial entre ciclos de facturación y medición de consumo de energía eléctrica en Colombia, por lo que no es posible trazar las compras de energía del comercializador al usuario. Este factor también afectó la actuación en general de todo el programa; desde la medición del ahorro efectuado por los consumidores hasta las evaluaciones que se realizaron con posterioridad de los incentivos pagados a los usuarios.

Como se mencionó anteriormente, los esquemas de verificación de la actuación de los agentes dentro del programa no difieren sustancialmente en Colombia y en las experiencias internacionales revisadas.

3.4. Comparación de líneas base de consumo en programas de respuesta de la demanda para diferentes tipos de usuarios

Según se observó en la sección 2.4. del presente documento, a nivel internacional existen programas en los que solo se emplea una metodología de LBC y otros en los que se aplican diferentes LBC para usuarios, siempre manteniendo una precisión y una exactitud mínimas para poder aplicar estas. En algunos casos, el usuario puede escoger el tipo de LBC que será aplicada y en otros, es el operador del programa quien ordena la LBC para cada tipo de usuario según aquella que más se ajuste a sus patrones de consumo. Por ejemplo, en mercados como ERCOT o PJM, se diseñan bases de consumo que contemplan los efectos de temperatura o clima para aquellos usuarios que pueden tener variaciones de consumo con el cambio de estas variables. Este tipo de programas amplían el rango de libertad para los usuarios al permitir que estos propongan sus metodologías de estimación del consumo, siempre bajo lineamientos técnicos que permitan a todo el sistema beneficiarse.

En el caso de Colombia, los programas de respuesta de la demanda solo han contemplado una única metodología para establecer las líneas base de consumo de todos los usuarios que participan en los programas. Este diseño de programa se ve reflejado en algunos comentarios de los agentes, que afirman que este tipo de programas excluyen de manera sistemática a usuarios que, por consumo estacional, mantenimientos, fallas en procesos productivos, administración de personal y hasta condiciones macroeconómicas pueden percibir variaciones de consumo momentáneas. Por tales razones, la inclusión de los programas evaluados se ve altamente afectada, lo que es un problema si es objetivo de los mismos convertir a los consumidores de energía eléctrica en agentes activos de los mercados. Además, se pierden grandes potenciales de ahorro de los agentes que son excluidos, lo que dificulta el objetivo de sostenibilidad en el mercado colombiano.

Con el fin de corregir estos efectos no deseables, los agentes han propuesto un abanico de soluciones que contemplan el ajuste de la medición del error y el umbral permisible, toda vez que factores como consumo estacional, tratamiento de datos atípicos y de consumo en días festivos afectan el error de estimación y por tanto, su participación en el programa. A continuación, se exponen los principales comentarios de los agentes.

4. Conclusiones y recomendaciones

En esta sección se presentan las conclusiones y las recomendaciones obtenidas a partir del desarrollo de las anteriores secciones y se retoman los comentarios realizados en la sección 2.10. del documento Revisión Internacional. También se analizan las propuestas realizadas por los agentes, enviadas por parte de la CREG.

A través de la comparación de metodologías realizadas de manera cualitativa, se observó que las metodologías de estimación de línea base de consumo a través de los métodos estructurados con el promedio de consumo de energía en días anteriores, regresiones, días semejantes y el mismo periodo del año anterior son relativamente similares. Por su parte, en la comparación cuantitativa, que se realizó a través de la evaluación de criterios de sesgo y precisión sugeridos por los índices MPE, MAPE y RRMSE, se demostró que los métodos de estimación más convenientes para una muestra de lecturas horarias de octubre 2019 a febrero 2020 de 20 fronteras de usuarios regulados y 50 fronteras de usuario no regulados del SIN suministradas por XM corresponden a los métodos 2 y 6 con periodicidad horaria evaluados en la Sección 2.7. del documento de Revisión Internacional, los cuales se describen a continuación:

Método 2: Se calcula la LBC para cada hora de cada día de la semana como el valor promedio de los consumos para cada hora del mismo día del número de semanas x anteriores. Este debería ser utilizado en los casos de programas de potencia.

Método 6: Se calcula la LBC para el día, como el promedio del consumo del mismo día del número x de semanas anteriores, el cual debería ser usado en programas de energía.

Estos métodos cumplen satisfactoriamente el criterio de sencillez, debido a que su explicación es sencilla y permite que los usuarios dispongan de información y conocimiento para el cálculo de las estrategias que deben seguir para cumplir con la regulación exigida y beneficiarse del programa. Además, este tipo de metodologías son las más usadas a nivel internacional, debido a que el 62% de las metodologías evaluadas en seis mercados de referencia internacional usan este tipo de metodologías. Otro de los criterios que benefician dichas metodologías corresponden con los de inclusión, puesto que los grandes usuarios pueden participar directamente a través de esta y los pequeños consumidores también pueden verse beneficiados si participan a través de agregadores de demanda.

Además de la tendencia del método de estimación de promedio de días anteriores al evento, se encontró que en la gran mayoría de mercados en donde funcionan este tipo de mecanismos para la medición del ahorro de los usuarios, se hace uso de la metodología RRMSE para la medición del error de estimación del método, cuya descripción se realizó en la Sección 2.7. del documento Revisión Internacional. El uso de este índice es recomendado, puesto que es considerablemente más sensible a errores de estimación altos a comparación de otros. Por supuesto, con el fin de no excluir un gran número de usuarios, se recomienda que el umbral de error de estimación permisible dentro de los programas ronde el 20%, el cual es, así mismo, altamente usado a nivel internacional. Esto responde a algunas de las propuestas de los agentes que mencionan aumentar el umbral de la desviación.

Con respecto a las estimaciones realizadas a través de los métodos estadísticos en Python, se encontró que en el método 2, para estimaciones realizadas con información de 2 semanas, el 78% de la muestra de las fronteras obtiene un RRMSE inferior al 20%. En la estimación realizada con información de 8 semanas, el 54% de las fronteras obtiene un RRMSE inferior al mismo umbral. Para un RRMSE de 10%, se tendrían el 42% y 5% de las fronteras; es así como, por frontera de usuarios regulados y de usuarios no regulados de la muestra, en el primer caso, todas las fronteras se encuentran por debajo del 20% del valor del RRMSE y en el segundo caso el 70%. Por su parte, en el método 6, el RRMSE del 56% de la muestra con 8 días es inferior al 20%. En el caso de fronteras de usuarios regulados y no regulados considerando 2 días, se obtiene que, en los primeros, el 68.8% presenta un RRMSE inferior al 20% y que el 52% de los segundos presenta un RRMSE inferior al mismo umbral.

Se recomienda que el número x de semanas con las cuales se realiza la estimación de la línea base de consumo sea igual a 6. Esto se realizaría con el fin de lograr excluir los datos atípicos; es decir, el de menor y mayor consumo, permitiendo campo de acción en los otros 4 datos para determinar el consumo del usuario a partir del promedio de estos. Una cantidad importante y representativa de experiencias internacionales evaluadas, adoptan dicha estrategia para excluir los datos atípicos que puedan perjudicar el desempeño de las LBC; Además, se contempla que a través del umbral del 25%, los datos atípicos que lo sobrepasen queden excluidos del cálculo, tal y como se propone, por ejemplo, en el mercado de PJM. Además, la adición de un factor de ajuste aditivo o multiplicativo a las líneas base de consumo podrían ser de utilidad para mejorar la precisión de las líneas base de consumo.

Los programas de respuesta de la demanda en Colombia han sido útiles y efectivos para incentivar el ahorro de energía eléctrica por parte de los usuarios, en consecuencia, se demostró que la precisión de la línea base de consumo del programa Apagar Paga es relativamente precisa, midiendo este indicador y el de sesgo a través del MPE, MAPE y RRMSE. Sin embargo, se presentan algunas oportunidades de mejora en estos programas, considerando la diferencia entre los ciclos de facturación y medición que dificultan los esfuerzos de los comercializadores por retribuir a los usuarios por su ahorro. Si los ciclos no se logran ajustar, se presentan dificultades para los usuarios para entender e identificar el tipo de ahorro produjo sus beneficios económicos, lo que los puede incentivar a salir de los programas. Por tal motivo, es recomendable utilizar en lo posible telemedición inteligente y horaria; sin embargo, en este ámbito, las metodologías evaluadas en la revisión internacional no se podrían aplicar adecuadamente, debido a que requieren de la implementación de dispositivos que puedan dar cuenta de las reducciones de consumo realizadas por los usuarios en períodos relativamente cortos.

Con el fin de que los programas se planifiquen de una manera adecuada, debe considerarse que la participación de la demanda en los programas por emergencia se reduce conforme pasa el tiempo. Además, la LBC debe tener estabilidad por un tiempo de uno o dos meses cuando se requiere para medir la reducción de demanda. La probabilidad de agotar la historia sin eventos necesaria para generar la LBC es menor en condiciones con despachos de menor frecuencia, como pueden ser las emergencias para sostener nivel de reserva principalmente en las horas punta o para participar en servicios complementarios o en el mercado del día anterior o en tiempo real.

La existencia de un incentivo económico a los agentes es muy importante para incentivar su participación en los programas; Por tal razón, deben estimarse tarifas atractivas con el fin de

garantizar su participación. Se propone por lo tanto, que en la liquidación a usuarios por este tipo de servicios no se elimine el 5%, sino que se remunere el total de ahorro alcanzado por el usuario.

Se observa una carencia de herramientas digitales con las cuales se expongan las señales económicas al mercado, con el fin de que los usuarios puedan optar por evaluar sus decisiones como agentes racionales y se acojan a los programas conforme a un esfuerzo que retribuya una tarifa adecuada para los mismos.

Se observa una importante diferencia entre el tamaño de la muestra para la estimación de las LBC en Colombia y a nivel internacional para estimar la línea base de consumo. En la actualidad, el tamaño de la muestra en Colombia es de 105 días, mientras en otros mercados, este es de 60 días. Se recomienda seguir la sugerencia internacional y reducir el tamaño de la muestra tomada de 60 días.

A nivel internacional, se plantean diferentes tipos de metodologías para estimar la línea base de consumo según el tipo de agente que se acoge al programa. Esto es beneficioso para el sistema, puesto que se aprovechan al máximo los recursos de la demanda. Con respecto a este punto, se realizan tres recomendaciones:

La primera, no considera que deba eliminarse la metodología que existe actualmente, sino que estas nuevas metodologías presentadas (métodos 2 y 6) sean otras posibles alternativas bajo las cuales usuarios participen. Si para un grupo de usuarios la línea base establecida actualmente funciona, no habría motivos para eliminarla.

La segunda es que según se comentó en las secciones 2.8. y 2.9 de la Revisión Internacional, los esquemas para usuarios sin cálculo de LBC que corresponden a seguidor de precio, usuario especulador, grupos de control y algoritmos de ingeniería y de desarrollos futuros entre los que se incluyen métodos de inteligencia artificial, métodos bayesianos y línea base de consumo energética podrían ser útiles para ampliar el criterio de inclusión de los programas y permitir que más usuarios participen de los estos a través de los esquemas mencionados. Por ejemplo, según se revisó en el análisis de los métodos bayesianos, se podría incluir usuarios a los programas determinando, con cierto umbral de probabilidad, qué tanta energía podría ahorrar el mismo. Esto permitiría que la LBC se encontrara en función del error con un buen nivel de confiabilidad y permitiría aprovechar todos los recursos de ahorro de un usuario. Esto responde a la propuesta de agentes de no limitar la participación de los usuarios que tienen un porcentaje de error superior al que defina la regulación, sino limitar su capacidad de respaldo a agentes generadores en proporción al error de los datos de la frontera. Lo anterior implica que una frontera con una alta variabilidad de consumo tendría una menor posibilidad de respaldo y no se desconocería el potencial de disminución de consumo.

La tercera recomendación y de acuerdo con los análisis a lo largo del desarrollo de los documentos y en la sección 3.4., es conveniente que se le permita al usuario proponer su propia metodología de línea base de consumo. Esta libertad se ofrece en varios mercados a nivel internacional debido a que el usuario conoce su consumo y podría encontrar una manera adecuada de realizar su propia estimación. Además, con esto se elimina parcialmente la principal limitación de las LBC, que corresponde a que a través de una sola no se pueda estimar de la manera más adecuada a todo tipo de agentes.

Con respecto a la eliminación de datos atípicos que se encuentra actualmente vigente, se considera que, en vez de eliminarse datos, deberían poder reemplazarse por otros valores, sin presencia de eventos que se encuentren dentro de la muestra de 60 días recomendada. Además, con respecto al tratamiento de datos de días festivos, se recomienda que se les proporcione un cálculo independiente. Por ejemplo, el consumo de los lunes festivos debe ser tratado como tal y no como como valores de domingos. El cálculo de este tipo de días debería efectuarse empleando los datos de consumo de los dos lunes festivos anteriores, en los cuales no hubiese evento. Estas recomendaciones dan respuesta a las propuestas de los agentes concernientes al tratamiento de datos atípicos, de domingos y festivos, que podrían distorsionar las estimaciones realizadas.

Las propuestas presentadas por los agentes sobre nuevas metodologías para la estimación de líneas base de consumo fueron parcialmente abordadas a través del análisis de las 7 metodologías en la Sección 2.7. de la Revisión Internacional. Sin embargo, se recalca que los resultados más favorables se dieron en los métodos 2 y 6 desarrollados en la sección.

Anexos

Tabla A

Listado de actividades en términos de referencia y ubicación dentro de los documentos

Producto	Ítem	Actividad	Ubicación en documento
1	a	i	Sección 2.2.
		ii	Sección 2.2.
		iii	Sección 2.3.
		iv	Secciones 2.4, 2.5 y 2.6.
	b		Secciones 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 y 4
	c	i	Sección 2.10.
		ii	Sección 2.6.
		iii	Sección 2.7.
2	a	i	Secciones 3.2 y 3.3.
		ii	Sección 3.3.
	b		Sección 4.

Referencias

- CREG (2010). Resolución 063 de 2010. Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/1b8ad1b4ea9d21660525785a007a72b3?OpenDocument&Highlight=0,NoResolucionCREG063-2010>
- CREG (2013). Resolución 203 de 2013. Por la cual se modifican las resoluciones CREG 063 de 2010 y 071 de 2006, en relación con la verificación y liquidación de la Demanda Desconectable Voluntaria y el cálculo de la disponibilidad comercial dentro de la Remuneración Real Individual Diaria del Cargo por Confiabilidad.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b10d842b38ba8d4f05257c620073d7e1?OpenDocument&Highlight=0,NoResolucionCREG203-2013>
- CREG (2014). Circular 20 de 2014. publicación para comentarios del procedimiento para determinar los valores atípicos del modelo de estimación línea base de consumo de la resolución CREG 063 de 2010, modificada por la resolución creg 203 de 2013, elaborado por XM S.A E.S.P. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Circulares?OpenView&Start=6.82&Count=30&Expand=6#6>
- CREG (2015). Resolución 011 de 2015. Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5?OpenDocument&Highlight=0,NoResolucioncreg011-2015>

- CREG (2018). Resolución 098 de 2018. Por la cual se adoptan las normas para regular las pruebas de disponibilidad de la demanda desconectable voluntaria y se adoptan otras disposiciones relativas a los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e290022edb98a385052582f1005a620d?OpenDocument&Highlight=0,NoResolucioncreg098-2018>
- CREG (2016). Resolución 029 de 2016. Por la cual se define un esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d-18d2d5ffb5b05256eee00709c02/11d218ae3d892c1605257f70004ed535?OpenDocument>