



**PROGRAMA TRANSITORIO DE INCENTIVOS AL USO
EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA
CONTRIBUIR A LA REDUCCIÓN DE LA DEMANDA
REGULADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**DOCUMENTO CREG 901 416
30 DE JULIO DE 2026**

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

Contenido

1. ANTECEDENTES Y NECESIDAD REGULATORIA.....	4
1.1. Contexto climático: confirmación de El Niño 2026–2027.....	4
1.2. Contexto energético y operativo del SIN.....	5
1.3. Antecedentes regulatorios: 2016 y 2024.....	6
1.4. Carácter anticipatorio de la medida y necesidad regulatoria.....	7
1.5. Fundamento legal y competencia.....	8
1.6. Trámite de la abogacía de la competencia del proyecto regulatorio.....	8
2. RESULTADO DE LA CONSULTA PÚBLICA.....	9
2.1. Participación.....	9
2.2. Estructura temática de las observaciones.....	10
2.3. Ajustes resultantes de los comentarios acogidos.....	11
2.3.1. Sustitución de los cuatro tramos por un factor único de cobro.....	11
2.3.2. Sustitución del torneo por distribución a prorrata.....	12
2.3.3. Anclaje de la línea base al titular.....	13
2.3.4. Inclusión ampliada mediante meta de referencia.....	13
2.3.5. Piso de consumo de subsistencia.....	14
2.3.6. Portabilidad ante el cambio de comercializador.....	14
2.3.7. Liquidación por periodos y cierre financiero de la bolsa.....	14
2.4. Ajustes de precisión.....	15
2.5. Observaciones no acogidas y razones de la decisión.....	17
2.5.1. Extensión del programa al mercado no regulado.....	17
2.5.2. Sustitución de la tarifa de referencia por el costo unitario.....	17
2.5.3. Reducción de la banda neutral del diez por ciento.....	18
2.5.4. Inclusión de los usuarios con medidor prepago.....	18
2.5.5. Exclusión o tratamiento diferencial por inelasticidad del consumo.....	19
2.5.6. Inclusión de los usuarios oficiales.....	19
2.6. Naturaleza jurídica del cobro adicional.....	20
3. MEDIDA REGULATORIA ADOPTADA.....	20
3.1. Principios orientadores de diseño.....	20
3.2. Fundamentos teóricos y empíricos del diseño.....	22
3.2.1. La señal monetaria: del torneo de rango al concurso de participación proporcional.....	22
3.2.2. La información comparativa y las normas sociales.....	24
3.2.3. Medición y verificación.....	25
3.2.4. Frecuencia y enfoque del componente de seguimiento.....	26
3.2.5. Respaldo institucional internacional.....	27

3.3. Objeto, alcance y filtro por periodicidad de facturación.....	28
3.4. Usuarios no incluidos y tratamientos excepcionales.....	29
3.5. Meta individual diaria de consumo.....	33
3.6. Cambio de comercializador durante el programa.....	36
3.7. Meta individual del ciclo de lectura y ciclos neutralizados.....	37
3.8. Consumo excedente objeto de cobro y factor único.....	38
3.9. Cálculo del cobro adicional y tope al CRO.....	41
3.10. Bolsa del mercado de comercialización y periodos de liquidación.....	43
3.11. Consumo ahorrado reconocido.....	44
3.12. Determinación de beneficiarios y distribución a prorrata.....	46
3.13. Recaudos extemporáneos posteriores a la liquidación.....	48
3.14. Regla residual de distribución.....	48
3.15. Divulgación e información al usuario.....	49
3.16. Protección al usuario y reclamaciones.....	50
3.17. Reportes, tableros y seguimiento sectorial.....	51
3.18. Duración, periodos de liquidación y vigencia.....	53
4. EFECTOS ESPERADOS.....	54

PROGRAMA TRANSITORIO DE INCENTIVOS AL USO EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CONTRIBUIR A LA REDUCCIÓN DE LA DEMANDA REGULADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. ANTECEDENTES Y NECESIDAD REGULATORIA

El ahorro y el uso eficiente de la energía constituyen, por mandato de los artículos 66 y 68 de la Ley 143 de 1994, objetivos prioritarios del desarrollo de las actividades del sector eléctrico. La respuesta de la demanda, entendida como la modificación del consumo de los usuarios en función de señales económicas o de confiabilidad, es uno de los instrumentos con que cuenta el sistema para aliviar la estrechez entre oferta y demanda en condiciones de escasez, sin comprometer la calidad ni la continuidad del servicio. La Ley 1715 de 2014, en sus artículos 6 y 31, ordena a esta Comisión establecer mecanismos para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora de la eficiencia energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El presente documento soporta la resolución definitiva que adopta el programa transitorio de incentivos al uso eficiente de energía eléctrica por parte de la demanda regulada. Se estructura en cuatro capítulos: el primero actualiza el diagnóstico y el fundamento de competencia; el segundo da cuenta del resultado de la consulta pública del Proyecto de Resolución CREG 701 131 de 2026 y de los ajustes que de ella se derivaron; el tercero expone y justifica la medida efectivamente adoptada; y el cuarto presenta los impactos esperados.

1.1. Contexto climático: confirmación de El Niño 2026–2027

La condición climática que motivó el proyecto sometido a consulta pública dejó de ser un pronóstico y pasó a ser un hecho confirmado. El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) declaró el 11 de junio de 2026 el inicio del fenómeno El Niño, al registrarse anomalías positivas de la temperatura superficial del mar en el Pacífico ecuatorial por encima del umbral característico del evento.

Esta confirmación constituye un cambio relevante frente al escenario descrito en el Documento CREG 901 377 de 2026, que se apoyaba en una probabilidad de ocurrencia y no en la constatación del evento.

El IDEAM y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible mantienen la alerta y advierten sobre la probable persistencia de condiciones tipo El Niño durante el segundo semestre de 2026 y la primera parte de 2027.

Los modelos consolidados del Climate Prediction Center de la NOAA, del International Research Institute y de la Organización Meteorológica Mundial coinciden en el pronóstico de persistencia del fenómeno hacia el verano 2026–2027.

En su reporte de seguimiento del ENOS del 24 de julio de 2026, el IDEAM señaló que el calentamiento en la región El Niño 3.4 alcanzó la categoría moderada según el ONI, con un valor mensual en categoría fuerte, y que, conforme al informe más reciente del Climate Prediction Center de la NOAA, existe un 97% de probabilidad de que las condiciones de El Niño persistan hasta comienzos de la primavera de 2027, con expectativa de fortalecimiento hasta el final del año. Por su parte, XM (Boletín 352), con base en IRI–NOAA, asigna una probabilidad del 81% a que el episodio alcance intensidad muy fuerte en el trimestre octubre–diciembre de 2026.

Lo anterior, de una parte, refuerza la necesidad y la proporcionalidad de la medida, dado que el supuesto de hecho que la justifica se encuentra verificado. De otra, desplaza el énfasis desde la anticipación probabilística hacia la oportunidad de la implementación. Así, el instrumento debe estar operando antes de que el evento alcance su intensidad máxima, prevista hacia el último trimestre del año.

1.2. Contexto energético y operativo del SIN

De acuerdo con el Boletín 352 de XM, con corte al 22–23 de julio de 2026, el volumen útil del embalse agregado se ubicaba en 80,19% y los aportes hídricos del mes en 81,30% de la media histórica —esto es, por debajo de la media, aun cuando el nivel del embalse se recuperó frente a los mínimos de comienzos de año—. Sin embargo, la demanda del SIN superó

la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), con una diferencia proyectada de 5.468 GWh/año para 2026–2027, y persiste el rezago en la entrada de nueva capacidad: de los aproximadamente 4.475 MW cuya entrada se preveía para 2026, a 23 de julio de 2026 solo habían ingresado 671 MW (15%), con cerca del sesenta por ciento (60%) de los 42 proyectos del Sistema de Transmisión Nacional retrasados frente a su fecha de puesta en operación inicial.

El instrumento se justifica, por tanto, por su carácter anticipatorio frente a un riesgo verificado y no por una brecha hídrica presente.

1.3. Antecedentes regulatorios: 2016 y 2024

La Comisión ha recurrido en dos oportunidades previas a instrumentos de incentivo al ahorro de la demanda regulada ante condiciones de baja hidrología. La Resolución CREG 029 de 2016, expedida durante el evento de El Niño 2015–2016, estableció un programa de ahorro voluntario cuyo principal legado para el presente diseño es de naturaleza operativa: en desarrollo de esa resolución el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) tiene la capacidad de reporte diario apoyada en plataformas como Sinergox. El programa se apoya en esa infraestructura para que el ASIC constituya y actualice los tableros de seguimiento. El presente programa se apalanca en esa capacidad probada.

La Resolución CREG 101 042 de 2024, soportada en el Documento CREG 901 070 de 2024, estableció un programa transitorio de incentivos al uso eficiente de energía en respuesta al evento 2023–2024. Dicho programa no llegó a producir efectos, por cuanto los niveles de los embalses se recuperaron antes de que fuera necesaria su materialización. De ello se deriva una consecuencia metodológica que este documento reitera: el instrumento de 2024 no cuenta con evidencia empírica de efectividad y, por tanto, no puede invocarse como prueba de resultado, sino únicamente como referente de diseño.

Conviene precisar el sentido de la comparación con el esquema de 2024, porque la resolución definitiva converge parcialmente hacia él. En efecto, la Resolución CREG 101 042 de 2024 empleaba un factor único de cobro

por tipo de usuario (1,3 / 1,5 / 2,0) y distribuía lo recaudado entre la totalidad de los usuarios que consumieran por debajo de su meta. La resolución que aquí se propone recupera ambas decisiones estructurales, pero incorpora sobre ellas cuatro diferencias sustantivas que se desarrollan en el capítulo 3: una línea base robusta construida como mediana de doce meses en lugar de un único ciclo de referencia; bandas de neutralidad simétricas del diez por ciento (10%) a uno y otro lado de la meta; la normalización del ahorro por la meta individual acumulada, que hace competir en igualdad de condiciones a usuarios de distinto tamaño; y un componente de información y seguimiento del que el esquema de 2024 carecía.

1.4. Carácter anticipatorio de la medida y necesidad regulatoria

La Comisión cuenta con elementos suficientes para constatar un riesgo verificado de estrechez energética, razón por la cual adopta un instrumento de respuesta de la demanda regulada cuya entrada en vigencia se rige por su publicación y cuya aplicación comienza tras un periodo de alistamiento operativo.

La proporcionalidad de la medida se sustenta en cuatro elementos: (i) su carácter transitorio y de duración acotada, con prórroga sujeta a la persistencia de las condiciones que la justifican; (ii) su naturaleza autofinanciada, que no compromete recursos públicos ni traslada costos adicionales a la tarifa regulada; (iii) su gradualidad, en la medida en que el cobro adicional solo recae sobre el consumo que excede en más de un diez por ciento (10%) la meta individual; y (iv) la existencia de un piso de consumo de subsistencia por debajo del cual la meta individual no puede situarse, incorporado como resultado de la consulta pública.

La necesidad regulatoria no se agota en la divulgación o en campañas informativas. La evidencia conductual, que se reseña en el numeral 3.2, indica que la información por sí sola produce reducciones modestas. Un incentivo económico explícito, combinado con retroalimentación de posición relativa, ofrece una señal más potente y verificable. De ahí que la Comisión opte por un mecanismo de incentivos monetarios y no exclusivamente informativo.

1.5. Fundamento legal y competencia

La competencia de la Comisión se fundamenta en las Leyes 142 y 143 de 1994 —en particular el artículo 74 de la primera y los artículos 2, 4, 20, 23, 66 y 68 de la segunda—; en los artículos 6 y 31 de la Ley 1715 de 2014; en el artículo 2.2.3.1.4 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 2108 de 2015, que faculta a la CREG para adoptar medidas extraordinarias ante circunstancias que afecten o amenacen afectar la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, con vigencia hasta por seis (6) meses prorrogables y con la obligación de levantarlas una vez se restablezca la normalidad; y en las funciones de coordinación y seguimiento de la situación energética previstas en la Resolución MME 80658 de 2001, que conformó la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento de la Situación Energética (CACSSE). El detalle de estos fundamentos se recoge en los considerandos de la resolución.

1.6. Trámite de la abogacía de la competencia del proyecto regulatorio

La Comisión, en sesión 1471 del 12 de junio de 2026, aprobó someter a consulta pública el Proyecto de Resolución CREG 701 131 de 2026 por el término de diez (10) días hábiles, en aplicación de lo dispuesto en el numeral 4 del artículo 2.1.2.1.1.3.3 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 05 de 2025, y en el artículo 34 de la Resolución CREG 105 de 2023.

En cuanto al concepto previo de abogacía de la competencia, la Comisión encuentra configurada la excepción prevista en el numeral 1.2 del artículo 2.2.2.30.4 del Decreto 1074 de 2015, relativa a garantizar la seguridad en el suministro de un bien o servicio público esencial, sea o no domiciliario.

La configuración de esta excepción se apoya en la confirmación del fenómeno de El Niño por parte del IDEAM y en el diagnóstico de estrechez del SIN descrito en los numerales 1.1 y 1.2, circunstancias de conocimiento público a la fecha de expedición de la resolución.

2. RESULTADO DE LA CONSULTA PÚBLICA

Este capítulo da cuenta del proceso de consulta pública del Proyecto de Resolución CREG 701 131 de 2026 y de la incidencia efectiva de las observaciones recibidas sobre el articulado definitivo. La respuesta individual a cada observación consta en la matriz de comentarios anexa a este documento, que hace parte integral del mismo. Lo que aquí se presenta es la estructura temática de lo recibido, los ajustes de fondo que se incorporaron y las razones por las cuales determinadas propuestas no fueron acogidas.

2.1. Participación

Durante el término de consulta se recibieron trescientas treinta (330) observaciones presentadas por treinta y ocho (38) remitentes. La composición de la participación abarcó comercializadores integrados y no integrados, operadores de red, agrupaciones gremiales del sector, el administrador del sistema de intercambios comerciales, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, consultores independientes y usuarios finales a título individual.

La distribución de los remitentes por tipo resulta pertinente para valorar el peso relativo de las observaciones. Veintiséis (26) remitentes corresponden a prestadores del servicio o a sus agrupaciones gremiales, que concentran la mayor parte de las observaciones de naturaleza operativa; los doce (12) remitentes restantes corresponden a usuarios, consultores y ciudadanos, cuyas observaciones se concentran en la equidad del mecanismo y en la construcción de la línea base.

Aparte de los ajustes acogidos para asegurar la viabilidad operativa del programa, las observaciones de los usuarios también dieron lugar a cambios estructurales del articulado; entre ellos: el anclaje de la línea base al titular para poder conservar su histórico y no generar arrastres de consumos de titulares previos del predio, la meta de referencia para usuarios sin histórico y la eliminación del mecanismo de torneo.

2.2. Estructura temática de las observaciones

Para su análisis, las observaciones se clasificaron en catorce (14) bloques temáticos. La tabla siguiente presenta el número de observaciones por bloque. Una parte significativa de las observaciones planteaba dudas interpretativas que no exigían modificar la regla, sino precisarla; estas se contabilizan como no generadoras de ajuste normativo aun cuando la respuesta fuese sustantiva.

Tabla 1. Distribución temática de las observaciones y su incidencia sobre el articulado

Bloque	Tema	Observaciones
01	Naturaleza jurídica, competencia y constitucionalidad	8
02	Alcance y articulación con otros mecanismos	15
03	Cobro por consumo excedente	35
04	Metodología de meta / línea base	26
05	Calidad de datos, ajustes y portabilidad	36
06	Reconocimiento del ahorro y selección de beneficiarios	38
07	Bolsa y cierre financiero	24
08	Viabilidad operativa y costos de implementación	12
09	Exclusiones y tratamientos diferenciales	41
10	Exclusión del sector oficial	4
11	Facturación, mora, reclamaciones y protección del usuario	17
12	Divulgación e información al usuario	31
13	Vigencia, activación y cierre	19
14	Reportes, seguimiento y evaluación	24
Total		330

Fuente: elaboración CREG a partir de la matriz de comentarios de la consulta pública del Proyecto de Resolución CREG 701 131 de 2026.

Los catorce bloques se agrupan en tres frentes de trabajo claramente diferenciados. El primero, de arquitectura económica del incentivo (03, 06 y 07), concentra noventa y siete (97) observaciones; es el frente donde la consulta produjo la mayor parte de los cambios. El segundo, de

operabilidad e información para la aplicación del programa (04, 05, 08, 12 y 14), reúne ciento veintinueve (129) observaciones orientadas en su mayoría a hacer implementable el instrumento en los sistemas comerciales existentes. El tercero, de perímetro y régimen jurídico (01, 02, 09, 10, 11 y 13), agrupa ciento cuatro (104) observaciones, es el frente donde la Comisión mantuvo en lo esencial las decisiones del proyecto.

De la lectura conjunta de esta distribución se desprende que la consulta pública no cuestionó en general la necesidad ni la legitimidad del instrumento, sino su complejidad. La objeción dominante, transversal a los bloques 03, 06 y 08, es que el proyecto había alcanzado un grado de sofisticación incompatible con el plazo de implementación de un instrumento transitorio y con la comprensión del usuario final. La resolución definitiva responde a esa objeción mediante una simplificación operativa del mecanismo, que se presenta en los numerales siguientes.

2.3. Ajustes resultantes de los comentarios acogidos

Se describen a continuación los siete ajustes sobre programa resultantes de los comentarios acogidos. Cada uno se desarrolla técnicamente en el capítulo 3; aquí se enuncian con su motivación y su alcance.

2.3.1. Sustitución de los cuatro tramos por un factor único de cobro

Dieciocho (18) observaciones del bloque 03, provenientes de once (11) remitentes distintos —entre ellos ASOCODIS, ANDESCO, el Comité Asesor de Comercialización, ACCE y los principales comercializadores del país—, coincidieron en que la estructura de cuatro tramos con factores escalonados imponía una carga de parametrización, liquidación, validación y explicación al usuario desproporcionada frente al carácter transitorio del programa. Varios remitentes advirtieron, adicionalmente, que la definición de los tramos no era mutuamente excluyente en su redacción, lo que generaba riesgo de interpretaciones divergentes en la liquidación.

La resolución definitiva sustituye los cuatro tramos por un factor único de cobro por tipo de usuario regulado —1,3 para residenciales de estratos 1 a 3; 1,5 para residenciales de estratos 4 a 6; y 1,7 para comerciales e industriales—, aplicable sobre la totalidad del consumo que supere el ciento diez por ciento (110%) de la meta individual del ciclo. Se conserva la banda neutral hasta ese umbral y el tope al Costo Incremental Operativo de Racionamiento (CRO) del estrato 4.

2.3.2. Sustitución del torneo por distribución a prorrata

Veinticinco (25) observaciones del bloque 06 objetaron el mecanismo de torneo, que reservaba el beneficio al treinta por ciento (30%) de mayor índice de ahorro reconocido dentro de cada categoría de comparación. Las objeciones sustanciales fueron de dos órdenes:

- i) **Incentivo truncado.** Un usuario con ahorro real y valioso que quedara inmediatamente por debajo del corte recibía exactamente lo mismo que un usuario que hubiese incrementado su consumo. El mecanismo renunciaba, por construcción, al esfuerzo marginal del setenta por ciento (70%) restante de los ahorradores.
- ii) **Inviabilidad en mercados pequeños.** Un comercializador acreditó atender sesenta y cinco (65) usuarios regulados en total, sin alcanzar en ninguno de sus mercados el mínimo de treinta (30) usuarios elegibles por categoría de comparación exigido por el proyecto. Ni siquiera agotadas las reglas sucesivas de agregación resultaba posible conformar categorías válidas, lo que configuraba un vacío regulatorio.

En respuesta a lo anterior, la resolución definitiva sustituye la selección por torneo por una distribución a prorrata: son beneficiarios todos los usuarios incluidos que registren consumo ahorrado reconocido acumulado positivo, sin causal de exclusión, y la bolsa de cada mercado se reparte entre ellos en proporción a su índice de ahorro reconocido.

Desaparecen el umbral del treinta por ciento (30%), las categorías de comparación para efectos de selección, los mínimos de elegibles, las

reglas sucesivas de agregación, los desempates, el tope individual de beneficio y la redistribución iterativa del excedente. La justificación teórica del cambio, que exige reformular el fundamento conductual del programa, se desarrolla en el numeral 3.2.1.

2.3.3. Anclaje de la línea base al titular

Algunos remitentes advirtieron, de forma independiente, que en un mercado de arrendamiento con alta rotación, el nuevo ocupante heredaría una meta construida sobre los hábitos de consumo, el número de habitantes y los equipos del ocupante anterior, lo que produciría cobros o beneficios que no corresponden a la conducta del usuario y una previsible avalancha de reclamaciones.

La observación se acogió estableciendo que el cambio de titular de la cuenta (sobre el mismo predio) da lugar a que el nuevo titular sea tratado como usuario sin histórico suficiente, con la meta de referencia de su categoría de comparación y consumo ahorrado reconocido acumulado desde cero.

2.3.4. Inclusión ampliada mediante meta de referencia

El proyecto dejaba fuera del programa a los usuarios para los cuales no fuera posible calcular la meta y condicionaba su ingreso posterior a que acumularan información suficiente, lo que fue señalado como contradictorio con la regla de cálculo único de la meta.

La resolución definitiva elimina esa exclusión. El usuario que no cuente con ciclos facturados que cubran al menos ciento ochenta (180) días dentro del periodo de referencia, y que no acredite su meta por la vía del cambio de comercializador, recibe una meta individual diaria de referencia equivalente a la mediana de las metas de los usuarios de su misma categoría de comparación y queda incluido desde el inicio del programa. Con ello el instrumento pasa a ser de aplicación homologada, sin ingresos escalonados durante la vigencia.

2.3.5. Piso de consumo de subsistencia

Un comercializador advirtió que, para usuarios residenciales beneficiarios de subsidios, la mediana de doce meses podía situarse por debajo del consumo de subsistencia, con lo cual el programa terminaría exigiendo reducciones por debajo del umbral básico de consumo y generando cobros adicionales a usuarios cuyo consumo se mantiene dentro de niveles de subsistencia.

La observación se acogió: en ningún caso la meta individual diaria puede ser inferior al consumo de subsistencia diario aplicable al usuario, entendido como el consumo de subsistencia vigente según la altitud sobre el nivel del mar dividido entre treinta (30).

2.3.6. Portabilidad ante el cambio de comercializador

Ocho (8) remitentes coincidieron en un vacío del proyecto: la ausencia de reglas sobre qué ocurre con la meta, el ahorro acumulado, los cobros causados y los saldos a favor cuando el usuario ejerce su derecho a cambiar de comercializador durante la vigencia. Sin esas reglas, el programa podía convertirse en una barrera de facto a la libre elección.

La resolución definitiva incorpora un artículo específico que preserva la continuidad de la participación, habilita la acreditación en bloque de la meta y del ahorro acumulado mediante la información consignada en el paz y salvo expedido por el comercializador anterior.

Asimismo, para cambios de comercializador que se realicen con posterioridad a la terminación de un periodo de liquidación del programa, los valores efectivamente causados a favor o en contra del usuario en el mercado de origen son considerados para efectos de liquidación y expedición del paz y salvo.

2.3.7. Liquidación por periodos y cierre financiero de la bolsa

Un comercializador observó que esperar hasta la finalización del programa para reconocer el beneficio debilita el efecto motivacional y propuso un

reconocimiento mensual. La Comisión acogió parcialmente la observación mediante la figura del periodo de liquidación: la bolsa se conforma, liquida y distribuye al cierre del periodo inicial de seis (6) meses y de cada una de las prórrogas, de modo que los beneficios se reconocen sin esperar a la terminación del programa. No se acogió la periodicidad mensual porque la conformación de la bolsa exige el vencimiento del plazo ordinario de pago de las facturas del periodo, y una liquidación mensual fragmentaría el recaudo sin ganancia proporcional.

En el mismo bloque, las observaciones sobre el destino de la cartera recaudada tardíamente condujeron a dos precisiones: la incorporación a la bolsa de los intereses de mora efectivamente recaudados sobre los cobros adicionales y de los rendimientos financieros generados entre el recaudo y la distribución; y una regla expresa sobre los recaudos extemporáneos posteriores a la liquidación, que se integran a la bolsa del periodo en curso o, tratándose del último periodo, se distribuyen entre los beneficiarios ya determinados sin nueva determinación ni recálculo del índice.

2.4. Ajustes de precisión

Además de los anteriores, la consulta produjo un conjunto de ajustes que no alteran la arquitectura pero sí la aplicabilidad del instrumento. Se destacan los siguientes:

- Filtro por periodicidad de facturación. El alcance se restringe a los usuarios cuya periodicidad de facturación no sea superior a la bimestral. La regla excluye configuraciones de lectura de acceso muy espaciado en las cuales el programa no alcanzaría a producir un número suficiente de ciclos dentro del periodo de liquidación.
- Neutralización de ciclos con consumo estimado. A los ciclos con consumo cero, predio desocupado o servicio suspendido se agregan los ciclos cuyo consumo corresponda a estimación, promedio o aforo, tanto para el cálculo de la meta como para la neutralización durante la vigencia. Con ello el programa no cobra ni reconoce ahorro sobre consumos que no provienen de lectura directa.

- Ampliación de la causal de exclusión del beneficio. A la defraudación de fluidos se agrega la manipulación del equipo de medida, con un estándar de acreditación técnica, que no exige declaración judicial previa. Varios remitentes advirtieron que, condicionada la exclusión a una sentencia penal, la causal sería inoperante dentro de la vigencia del programa.
- Efectos de la no inclusión sobreviniente y de la cesación de la causal. Se regula expresamente el ingreso y la salida del programa durante la vigencia, con refacturación sin carácter sancionatorio de los ciclos ya facturados afectados por la causal y sin devolución de los cobros causados con anterioridad a ella.
- Separación entre entrada en vigencia y fecha de inicio. Se distingue la entrada en vigencia de la resolución, que se rige por la publicación en el Diario Oficial y determina la ventana de doce meses de la línea base, de la fecha de inicio del programa, a partir de la cual corren su duración y los cobros. Entre ambas se dispone un periodo de alistamiento para la parametrización de las metas.
- Flexibilización de la divulgación. El plazo para iniciar la divulgación masiva se amplía al décimo día hábil siguiente a la entrada en vigencia y se admite el uso de cualquiera de los canales disponibles, sin exigir su empleo concurrente. La información mínima al usuario puede entregarse en la factura o por medios complementarios.
- Simplificación del seguimiento. Se elimina la obligación de reporte de demanda a cargo de los operadores de red; el ASIC estima la demanda regulada real a partir de la información de las fronteras comerciales y de la operación del SIN. Se distinguen tableros diarios, referidos al comportamiento de la demanda real, y tableros mensuales, referidos a la ejecución del programa.

2.5. Observaciones no acogidas y razones de la decisión

La Comisión considera necesario dejar constancia razonada de las propuestas que, siendo sustantivas y reiteradas por varios remitentes, no fueron acogidas. Se agrupan en seis materias.

2.5.1. Extensión del programa al mercado no regulado

Cinco (5) remitentes propusieron extender el instrumento a los usuarios no regulados, argumentando que representan una porción relevante de la demanda nacional y disponen de mayor capacidad de gestión. La propuesta no se acoge. El alcance del instrumento es, deliberadamente, la demanda regulada atendida por comercializadores minoristas. Los usuarios no regulados contratan su suministro en condiciones libremente negociadas y disponen de mecanismos propios de gestión y respuesta de la demanda, entre ellos la Demanda Desconectable Voluntaria y los esquemas de participación activa de la demanda en el mercado mayorista.

Un programa construido sobre metas individuales derivadas de ciclos de lectura y sobre la tarifa regulada de referencia carece de las variables necesarias para operar sobre ese segmento. Ello no obsta para que la resolución imponga a los comercializadores el deber de adelantar campañas informativas de uso eficiente dirigidas a sus usuarios no regulados.

2.5.2. Sustitución de la tarifa de referencia por el costo unitario

Cuatro (4) remitentes propusieron calcular el cobro adicional sobre el costo unitario de prestación por nivel de tensión, en lugar de la tarifa regulada de referencia que incorpora subsidios y contribuciones, con el argumento de contar con una base homogénea y de simplificar la liquidación.

La propuesta no se acoge, por una razón distributiva que la Comisión considera dirimente: el cobro adicional es un diferencial sobre el precio que el usuario efectivamente enfrenta. Emplear el costo unitario haría más severo el sobreprecio para los estratos subsidiados y más laxo para

los contribuyentes, introduciendo una regresividad que resulta incompatible con la protección de los usuarios de menor capacidad de pago. Esta decisión se hereda del análisis de 2024 y se mantiene sin variación.

2.5.3. Reducción de la banda neutral del diez por ciento

Un comercializador propuso reducir la banda neutral del diez por ciento (10%) al cinco por ciento (5%) para procurar efectos reales de ahorro. No se acoge. La banda cumple la función de absorber variaciones ordinarias del consumo y ruido de medición sin penalizar fluctuaciones menores, y opera de manera simétrica con el umbral de reconocimiento del ahorro situado en el noventa por ciento (90%) de la meta. Reducirla trasladaría a la esfera del cobro un conjunto de desviaciones que son oscilaciones normales alrededor de la meta y que no necesariamente corresponden a decisiones deliberadas de consumo. La simetría de la banda es, además, un elemento central de la explicación del programa al usuario.

2.5.4. Inclusión de los usuarios con medidor prepago

Se propuso incluir a los usuarios con medidor prepago, sobre la base de que corresponden a población con alta capacidad de ajustar su consumo y de que los sistemas prepago registran las recargas por usuario. No se acoge, por una razón de arquitectura del mecanismo y no por un juicio sobre su capacidad de ahorro.

El programa se estructura íntegramente sobre ciclos de lectura facturados: la meta individual diaria es la mediana de los consumos promedio diarios de dichos ciclos, la meta del ciclo se obtiene multiplicándola por el número de días facturados, y tanto el cobro adicional como el consumo ahorrado reconocido se determinan por ciclo.

La modalidad prepago carece de ciclo de lectura en ese sentido y su incorporación exigiría un mecanismo paralelo de metas, cobro y liquidación que no es viable construir dentro del plazo de un instrumento transitorio y de inmediata aplicación.

2.5.5. Exclusión o tratamiento diferencial por inelasticidad del consumo

Varios remitentes solicitaron exclusiones o tratamientos diferenciales para segmentos cuyo consumo está directamente vinculado a la prestación de un servicio o a un ciclo productivo, señaladamente estaciones de servicio de combustibles y usuarios industriales con estacionalidad marcada.

No se acoge la creación de exclusiones por inelasticidad del consumo. La protección de estos usuarios está incorporada en el propio diseño mediante tres dispositivos que operan de manera acumulativa: la meta se construye sobre la mediana de doce meses, que incorpora un ciclo estacional completo y es robusta frente a valores atípicos; la banda neutral hasta el ciento diez por ciento (110%) absorbe las variaciones ordinarias; y el cobro adicional está topado al CRO del estrato 4. Admitir exclusiones por sector introduciría, además, un espacio de reclasificación y de litigio incompatible con el principio de aplicabilidad sobre la masa crítica de usuarios.

2.5.6. Inclusión de los usuarios oficiales

Tres (3) remitentes propusieron incluir a los usuarios oficiales en el esquema de cobros y beneficios, invocando el valor ejemplarizante de la participación de las entidades públicas; un cuarto remitente respaldó expresamente su no inclusión.

La Comisión mantiene la decisión del proyecto, por las razones que se desarrollan en el numeral 3.4.3 y que se sintetizan así: el ahorro del sector oficial no es una conducta que deba inducirse mediante una señal monetaria, sino un deber funcional preexistente y exigible cuyo instrumento idóneo es la instrucción administrativa con metas verificables y seguimiento de cumplimiento.

La resolución no exime al sector oficial del esfuerzo de ahorro; sustituye un instrumento no idóneo por los que sí operan sobre él y, adicionalmente, somete su consumo al régimen de exposición pública periódica que el programa contempla para ese segmento de la demanda.

2.6. Naturaleza jurídica del cobro adicional

Dos remitentes solicitaron que la resolución precisara la naturaleza jurídica del cobro adicional, ante la incertidumbre sobre su régimen aplicable. La Comisión atiende la preocupación práctica que subyace a la observación —que es la de conocer con certeza el régimen de exigibilidad, cobro, recaudo y reclamación— mediante un artículo específico de protección al usuario que resuelve, uno a uno, los efectos concretos que la observación identificaba: el no pago del cobro adicional no da lugar a la suspensión del servicio; la exigibilidad y el recaudo se rigen por las mismas reglas aplicables a los demás conceptos que el comercializador factura; el pago parcial se imputa en primer lugar a las obligaciones derivadas de la prestación del servicio público domiciliario; los recursos tienen la condición de recursos de terceros e ingresan a la bolsa del mercado; y las peticiones, quejas y reclamos se tramitan conforme al régimen de la Ley 142 de 1994 y sus normas reglamentarias.

La Comisión considera que la determinación de la certeza regulatoria en esta materia se logra mediante la definición precisa de los efectos jurídicos del cobro. Los efectos así definidos son suficientes para que agentes y usuarios conozcan con exactitud el régimen aplicable.

3. MEDIDA REGULATORIA ADOPTADA

La resolución establece un programa transitorio de incentivos monetarios al uso eficiente de energía eléctrica por parte de los usuarios regulados atendidos por comercializadores minoristas en el SIN. El programa combina dos componentes: (i) un esquema diferencial de cobros sobre el consumo que excede en más de un diez por ciento (10%) una meta individual construida sobre el histórico del propio usuario; y (ii) la distribución posterior de los recursos efectivamente recaudados entre la totalidad de los usuarios que registren ahorro reconocido, en proporción a su esfuerzo relativo.

3.1. Principios orientadores de diseño

- Transitoriedad y excepcionalidad. El programa tiene duración acotada de seis (6) meses, prorrogable por periodos sucesivos de hasta seis (6) meses, y se justifica únicamente por la situación de estrechez verificada. La prórroga exige que persistan las condiciones que motivan la medida y la Comisión puede darla por terminada anticipadamente cuando cesen.
- Autofinanciamiento. Los beneficios se pagan exclusivamente con cargo a los recursos efectivamente recaudados. No se admiten fuentes externas ni anticipos del comercializador, y ningún beneficio puede exceder lo recaudado en la bolsa de cada mercado de comercialización.
- Aplicación automática. El programa cobija a la totalidad de los usuarios regulados elegibles sin necesidad de inscripción, solicitud o manifestación previa, lo que maximiza la cobertura y evita sesgos de autoselección.
- Neutralidad de costos para la tarifa. La aplicación del programa no da lugar al reconocimiento de costos adicionales a favor de los comercializadores ni a su traslado a los usuarios vía tarifa, cargo o componente tarifario. El programa opera sobre la información comercial, de medida y de facturación de la que ya disponen los comercializadores.
- Aplicabilidad sobre la masa crítica. Las reglas se diseñan para operar sobre el grueso de los usuarios regulados del SIN, evitando reglas particulares para configuraciones atípicas. Este principio, que ya orientaba el proyecto, se refuerza en la resolución definitiva: la meta de referencia elimina la exclusión por insuficiencia de información y la distribución a prorrata elimina la dependencia del mecanismo respecto del tamaño del mercado.
- Simplicidad operativa verificable. Incorporado como resultado de la consulta pública, este principio exige que cada regla del programa sea parametrizable en los sistemas comerciales existentes, liquidable

sin procesos iterativos y explicable al usuario final en términos que este pueda verificar en su propia factura.

3.2. Fundamentos teóricos y empíricos del diseño

Esta sección expone los fundamentos del diseño en cinco frentes: (i) la señal monetaria y la forma del reparto; (ii) la información comparativa y las normas sociales; (iii) la medición y verificación; (iv) la frecuencia del seguimiento; y (v) el respaldo institucional internacional. El primero de ellos se reformula íntegramente respecto del Documento CREG 901 377 de 2026, como consecuencia de la sustitución del mecanismo de torneo.

3.2.1. La señal monetaria: del torneo de rango al concurso de participación proporcional

El proyecto sometido a consulta asignaba el beneficio mediante un torneo de rango: resultaban beneficiarios los usuarios ubicados en el treinta por ciento (30%) superior del índice de ahorro reconocido dentro de su categoría de comparación. Ese diseño se apoyaba en la teoría de los torneos de rango, según la cual una remuneración basada en la posición ordinal puede inducir un nivel eficiente de esfuerzo sin requerir la medición cardinal del aporte de cada agente, y en la ponderación no lineal de probabilidades de la teoría prospectiva, que sugiere que un premio concentrado y saliente moviliza más esfuerzo que un reembolso reducido repartido entre todos.

La resolución definitiva sustituye el torneo de rango por una regla de reparto proporcional: la bolsa de cada mercado se distribuye entre todos los ahorradores en proporción a su índice de ahorro reconocido. Esta forma funcional no es un abandono de la lógica de concurso, sino el tránsito hacia otra de sus variantes canónicas. Un reparto en el que la participación de cada agente es igual a su esfuerzo dividido por la suma de los esfuerzos corresponde a una función de éxito de forma proporcional, estudiada en la literatura de concursos. Ambos mecanismos —el torneo de rango y el concurso proporcional— son formas de asignar un premio de monto acotado en función del esfuerzo relativo; se diferencian en cómo distribuyen el incentivo marginal entre los participantes.

En el concurso proporcional, el rendimiento marginal del esfuerzo de un usuario es estrictamente positivo para todo participante, con independencia de su posición: un kilovatio hora adicional de ahorro reconocido incrementa siempre su participación en la bolsa. En el torneo de rango, ese rendimiento marginal es aproximadamente nulo para quien se encuentra lejos del umbral y se concentra en quienes están próximos a él. Bajo supuestos estándar de neutralidad al riesgo y costo marginal constante del esfuerzo, la literatura de concursos proporcionales muestra que el esfuerzo agregado de equilibrio tiende al valor total del premio a medida que aumenta el número de participantes, mientras que el esfuerzo individual decrece.

Dicho de otro modo, el concurso proporcional privilegia la amplitud del esfuerzo sobre su intensidad, y el torneo de rango hace lo contrario.

En línea con lo anterior y en respuesta a los comentarios recibidos, Comisión acoge un diseño que favorece la amplitud del esfuerzo de ahorro por tres razones. La primera es de alineación con el objetivo: lo que alivia la estrechez del sistema es la suma de las reducciones, no su concentración en un subconjunto de usuarios. La segunda es de robustez: el resultado del concurso proporcional no depende de la conformación de categorías de comparación con un número mínimo de usuarios, de reglas sucesivas de agregación ni de criterios de desempate, todos ellos puntos de falla que la consulta pública demostró que no eran hipotéticos. La tercera es de legitimidad: un esquema en el que la mayoría de quienes efectivamente ahorran no recibe reconocimiento monetario puede comprometer la sostenibilidad de un instrumento que exige la colaboración voluntaria de los usuarios.

Al ampliarse el conjunto de beneficiarios sin que se modifique el tamaño de la bolsa, el beneficio esperado por ahorrador se reduce de manera proporcional al aumento del número de beneficiarios. Esta reducción es una consecuencia aritmética inevitable del cambio.

Tres elementos del diseño compensan esa dilución. El primero es el umbral de reconocimiento situado en el noventa por ciento (90%) de la

meta: como solo accede al reparto quien acredita una reducción superior al diez por ciento (10%), el conjunto de beneficiarios no se extiende a quienes consumen apenas por debajo de su meta, y la bolsa no se diluye entre variaciones indistinguibles del ruido. El segundo es el tope de reconocimiento de ahorro, fijado en el treinta por ciento (30%) de la meta individual, que se satura cuando el ahorro real alcanza el cuarenta por ciento (40%) de la meta —equivalencia que se demuestra más adelante al explicitar el punto de saturación—. Tras la eliminación del torneo, estos dos elementos pasan a ser el dispositivo de selectividad del programa, lo que eleva su importancia respecto de la que tenía en el proyecto. El tercero es la retroalimentación de posición relativa, que se convierte en la palanca conductual permanente del programa y cuya justificación se expone a continuación.

La literatura sobre incentivos económicos advierte, además, que estos operan mejor cuando son transitorios y de cuantía saliente que cuando son permanentes y marginales, condición que el diseño preserva al concentrar el reconocimiento en un pago único por periodo de liquidación en lugar de un descuento diluido sobre la tarifa.

3.2.2. La información comparativa y las normas sociales

El segundo pilar es la retroalimentación de comparación social. La psicología social ha mostrado que informar a un hogar cómo se compara su consumo con el de hogares semejantes activa normas sociales que inducen conservación; pero también ha documentado el efecto búmeran: los usuarios con consumo inferior al promedio pueden aumentar su consumo al constatar que están mejor que la norma, salvo que la información descriptiva se acompañe de una señal normativa de aprobación del buen desempeño. Por esta razón la resolución dispone que el mensaje de posición relativa se exprese como el porcentaje de usuarios de la categoría con un ahorro acumulado menor o igual al del usuario, formulación que reconoce explícitamente el buen desempeño en lugar de limitarse a describir la distribución.

La evidencia empírica a gran escala de los reportes de comparación social muestra reducciones persistentes del orden del uno con cuatro por ciento

(1,4%) al tres con tres por ciento (3,3%) del consumo, con dinámicas de acción y retroceso que se atenúan con la repetición y con efectos que persisten tras la intervención. Resultados análogos se han obtenido con mensajería basada en normas en el ámbito del agua, y la política energética reconoce estas intervenciones como instrumentos costo-efectivos. Una revisión sistemática de las intervenciones no tarifarias concluye que la comparación social, los compromisos, la fijación de metas y el etiquetado tienen potencial de reducir significativamente el consumo de los hogares, si bien su magnitud depende del contexto y la evidencia puede estar sujeta a un sesgo de selección de sitios.

Dos consecuencias de diseño se derivan de lo anterior. La primera es que la información comparativa, por sí sola, produce efectos modestos y sensibles al contexto, y en particular menores en países con consumos eléctricos por hogar inferiores a los de los Estados Unidos, como es el caso colombiano; de ahí que el programa no descansa únicamente en ella. La segunda, y más relevante tras la sustitución del torneo, es que la posición relativa deja de ser un complemento del incentivo monetario para convertirse en la única señal que opera de manera continua durante toda la vigencia del programa, frente a un beneficio monetario que se liquida y percibe al cierre de cada periodo. Esta redistribución de funciones entre los dos pilares es la razón por la cual la resolución mantiene la obligación de informar la posición relativa en cada ciclo, pese a su carácter estimativo y no vinculante.

3.2.3. Medición y verificación

En los mercados administrados por operadores independientes, la cuantificación de la reducción de consumo exige estimar una línea base frente a la cual comparar. El estándar más difundido es la familia de líneas base «X de Y»; el CAISO emplea la metodología «10 de 10» con un ajuste del mismo día acotado al veinte por ciento (20%). La literatura de evaluación documenta la limitación estructural de vincular la remuneración a una línea base estimada, pues surgen incentivos a inflarla, lo que genera reducciones virtuales, es decir, pagos por ahorros que existen por la imprecisión del contrafactual y no por una reducción real. Las propias evaluaciones de exactitud del CAISO concluyen que la

línea base «10 de 10» subestima el desempeño residencial, y los marcos de medición y verificación de otros operadores reconocen la tensión entre simplicidad y exactitud.

El diseño responde a esta limitación con tres decisiones. La meta individual se construye como la mediana sobre una ventana histórica de doce meses, estimador de orden robusto frente a valores atípicos. La meta se calcula una sola vez y se mantiene fija durante toda la vigencia, incluidas las prórrogas, de modo que no existe un contrafactual contemporáneo susceptible de manipulación. Y el reconocimiento del ahorro exige superar un umbral del diez por ciento (10%) respecto de la meta, con lo cual el programa no paga por variaciones normales del consumo. Establecer umbrales de reconocimiento frente a una línea base es, además, práctica recurrente en los marcos de medición y verificación citados.

Cabe advertir que la sustitución del torneo por el reparto proporcional no altera esta arquitectura de integridad, pues la protección frente a la inflación de la línea base no provenía del mecanismo de selección sino del carácter fijo y retrospectivo de la meta, que se conserva sin variación. Sí introduce, en cambio, una vulnerabilidad nueva y de distinta naturaleza, asociada a la meta de referencia, que se analiza en el numeral 3.5.1.

3.2.4. Frecuencia y enfoque del componente de seguimiento

La evidencia sobre intervenciones no tarifarias muestra que la eficacia de la retroalimentación depende de manera crítica de la frecuencia y del alcance de la información: el tamaño del efecto y su persistencia aumentan con la frecuencia de actualización. Esta dependencia es la razón principal para que el componente de información agregada del programa opere de manera diaria con informes semanales.

El componente de seguimiento persigue dos finalidades complementarias. La primera es disponer información agregada y frecuente que complemente el incentivo monetario y sostenga el alcance del programa. La segunda es proveer a las autoridades sectoriales visibilidad oportuna sobre el comportamiento de la demanda y su respuesta a las medidas, en

un contexto de contingencia por baja hidrología. La resolución definitiva separa ambas finalidades en dos instrumentos: tableros diarios referidos al comportamiento de la demanda, que se alimentan de la estimación del ASIC y no requieren reporte de los comercializadores; y tableros mensuales referidos a la ejecución del programa, que consolidan la información reportada por los comercializadores. Esta separación responde a la observación de varios remitentes según la cual la periodicidad semanal era incompatible con los tiempos de facturación.

3.2.5. Respaldo institucional internacional

La pertinencia de las medidas de respuesta de la demanda y de las intervenciones comportamentales cuenta con respaldo expreso de múltiples organismos internacionales, cuyas conclusiones pertinentes se reseñan a continuación.

El Sexto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático dedicó por primera vez un capítulo íntegro a la demanda, los servicios y los aspectos sociales de la mitigación. Concluye que las soluciones por el lado de la demanda tienen un potencial sustancial de mitigación incluso en el corto plazo; que las normas sociales, la infraestructura y la retroalimentación son determinantes del nivel de demanda de energía, de modo que la conducta no es un residuo sino una variable de política; y que los instrumentos comportamentales se potencian cuando se combinan con señales económicas. Este último hallazgo respalda directamente la arquitectura del programa.

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos sistematiza la aplicación de las ciencias del comportamiento a la política ambiental y energética a partir de intervenciones reales. Advierte que los efectos dependen del contexto y deben verificarse empíricamente, razón por la cual el programa combina incentivos monetarios e información y prevé un esquema de seguimiento que permita observar resultados.

El Banco Mundial documenta que las personas toman decisiones de manera automática, influidas por las normas sociales y por modelos

mentales compartidos, y concluye que la arquitectura de decisiones, las recompensas sociales y los encuadres que activan normas constituyen palancas de política de bajo costo y alto retorno, mencionando expresamente la conservación de energía. Esta conclusión respalda el carácter autofinanciado y de bajo costo administrativo del programa y el uso de la posición relativa como recompensa social no monetaria.

La Agencia Internacional de Energía sostiene que la respuesta de la demanda es una herramienta de flexibilidad importante y que el principal obstáculo para su despliegue no es tecnológico, sino la debilidad de los incentivos y de los marcos regulatorios. En la medida en que el cuello de botella reside en las señales y los incentivos, la intervención regulatoria es el instrumento idóneo para activarlo.

En conjunto, estas fuentes convergen en una conclusión que sostiene el diseño: las medidas de demanda y las intervenciones comportamentales son instrumentos legítimos, potencialmente eficaces y de bajo costo, cuya efectividad depende de combinarlos adecuadamente, de calibrar la señal a la capacidad de pago y al contexto, y de acompañarlos de seguimiento y evaluación.

3.3. Objeto, alcance y filtro por periodicidad de facturación

El programa aplica de manera automática a los usuarios regulados atendidos por comercializadores minoristas en el SIN cuya periodicidad de facturación no sea superior a la bimestral, sin que se requiera inscripción, solicitud o manifestación previa. Los cobros adicionales y el reconocimiento del ahorro se aplican respecto de los ciclos de lectura que finalicen dentro de la duración del programa, de manera que los ciclos no finalizados a la fecha de terminación no son objeto de cobro ni de reconocimiento.

El filtro por periodicidad de facturación es una precisión incorporada tras la consulta. Su fundamento es la suficiencia estadística y operativa del instrumento: con una periodicidad superior a la bimestral, un periodo de liquidación de seis meses produciría a lo sumo dos ciclos afectados, número insuficiente para que la comparación entre consumo y meta

refleje una conducta sostenida y no un evento puntual, y para que el usuario reciba retroalimentación con la frecuencia que la evidencia conductual exige. La regla no excluye a un tipo de usuario, sino a una configuración de lectura, y opera con la información de facturación ya disponible en los sistemas comerciales.

La resolución precisa además que su aplicación no modifica las fórmulas tarifarias generales ni sustituye las tarifas reguladas publicadas y reportadas por los comercializadores, y que no da lugar al reconocimiento de costos adicionales a favor de estos ni a su traslado a los usuarios por vía tarifaria. El servicio de alumbrado público queda expresamente fuera del programa, por corresponder a un consumo que no es gestionable por el usuario individual.

3.4. Usuarios no incluidos y tratamientos excepcionales

3.4.1. Régimen general de no inclusión

No se incluyen en el programa los usuarios cuyo consumo no se determina por lectura de medidor, los de medidor prepago, los que tienen el servicio suspendido, los correspondientes a instituciones de salud, establecimientos educativos, centros asistenciales y de cuidado, organismos de atención de emergencias y desastres, instituciones de seguridad y orden público y establecimientos penitenciarios y de detención, los usuarios oficiales, aquellos para los cuales no sea posible determinar la meta individual ni asignar una meta de referencia, los autogeneradores a pequeña escala que apliquen créditos de energía y los integrantes de comunidades energéticas bajo la modalidad de autogenerador colectivo en los casos allí previstos.

La identificación de estos usuarios se efectúa con base en la clasificación, los usos y demás información disponible en los sistemas comerciales ordinarios del comercializador, sin que se exijan procesos nuevos de verificación, reclasificación o levantamiento de información en terreno. Esta regla de identificación es la que hace administrable el régimen de no inclusión sobre una masa de millones de usuarios.

La no inclusión por condición médica se estructura como una solicitud del usuario soportada en certificación médica que acredite la condición y la fecha desde la cual se presenta. El comercializador verifica, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la radicación, la completitud formal de la solicitud y del soporte, sin que le corresponda calificar el diagnóstico, auditar la condición médica ni asumir funciones propias de autoridad sanitaria o de vigilancia y control. Cuando advierta indicios de falsedad o adulteración, debe informarlo a las autoridades competentes. Esta delimitación de la responsabilidad del comercializador, junto con el plazo cierto de verificación incorporado tras la consulta, evita que la causal se convierta en una fuente de litigiosidad entre el usuario y el prestador.

3.4.2. Autogeneradores a pequeña escala y comunidades energéticas

La resolución no incluye en el programa a los usuarios que tengan la condición de autogenerador a pequeña escala conforme a la Resolución CREG 174 de 2021 y que apliquen créditos de energía, ni a los integrantes de una comunidad energética bajo la modalidad de autogenerador colectivo en los casos 1 y 2 del artículo 20 de la Resolución CREG 101 072 de 2025, modificada por la Resolución CREG 101 087 de 2025.

El fundamento de esta no inclusión es de integridad de la medida y no de capacidad de ahorro. En estas configuraciones, la energía que el usuario toma de la red no equivale a su consumo, sino a la diferencia entre su consumo y su autogeneración, liquidada mediante créditos de energía. De ello se siguen dos distorsiones que el programa no puede corregir con sus propias reglas.

En primer lugar, la meta individual, construida sobre consumos facturados, quedaría fijada sobre importaciones netas de red y no sobre consumo, con lo que dejaría de ser una línea base de la conducta que el programa busca modificar. En segundo lugar, y de manera más grave para la coyuntura que motiva la medida, la variabilidad de la generación se trasladaría íntegramente al indicador de ahorro: dado que las condiciones de El Niño se asocian a mayor irradiación solar, un autogenerador fotovoltaico registraría reducciones de importación de red

durante el programa sin haber modificado su consumo, y accedería al reparto de la bolsa por un ahorro que no corresponde a un esfuerzo de gestión de la demanda. De manera contraria, una falla temporal o salida de fuerza mayor del artefacto que soporta el autoconsumo llevaría a tomar más energía de la red sin que ello derive de un aumento en el consumo.

El criterio adoptado —la aplicación de créditos de energía y la modalidad de autogeneración colectiva en los casos indicados— identifica precisamente las configuraciones en que la frontera de generación y la frontera de medida del consumo se resuelven en un único saldo, que es donde la distorsión se materializa.

3.4.3. Tratamiento del sector oficial

Los inmuebles e instalaciones de entidades públicas del orden nacional y territorial, identificados como usuarios oficiales en los sistemas de información comercial de los comercializadores, no se incluyen en el programa, de manera que no están sujetos a los cobros adicionales ni son elegibles para los beneficios. De manera simultánea, el comportamiento de su consumo queda sometido a un régimen de seguimiento reforzado: una sección específica en el reporte mensual de los comercializadores, un informe especial de seguimiento publicado por el ASIC con acceso público y un capítulo destinado a esta materia en el informe mensual a las autoridades sectoriales.

El fundamento de este tratamiento diferenciado radica en la naturaleza de la conducta que el programa busca promover. Los incentivos económicos previstos —el cobro adicional sobre el consumo excedente y el beneficio por ahorro reconocido— están diseñados para orientar decisiones de consumo que, en el caso de los usuarios regulados son esencialmente discrecionales. El ahorro que el programa persigue debe ser inducido mediante señales económicas y de información.

La situación del sector oficial es distinta. El ahorro y el uso eficiente de energía por parte de las entidades públicas constituye un deber funcional preexistente y exigible. A manera de ejemplo, la Directiva Presidencial 01

de 2024 impartió instrucciones a todas las entidades y organismos de la Rama Ejecutiva, del sector central y del descentralizado, para implementar medidas de ahorro de energía eléctrica, incluyendo el establecimiento de metas cuantificables y verificables de consumo. El instrumento correspondiente para promover el ahorro en el sector oficial no es de carácter monetario, sino el que ya se encuentra en operación: instrucciones administrativas con metas verificables, seguimiento de su cumplimiento y rendición pública de cuentas.

Por lo anterior, el tratamiento previsto no constituye una exención del esfuerzo de ahorro, sino la sustitución de un instrumento no idóneo por los instrumentos que sí operan sobre el sector público. Debe subrayarse, además, que el comportamiento del sector oficial queda sometido, durante toda la vigencia del programa, a exposición pública periódica en los tableros del ASIC, como insumo para las medidas administrativas de austeridad y de uso racional y eficiente de energía a que haya lugar.

Para hacer operativo ese seguimiento, la resolución dispone que los comercializadores calculen una meta de referencia para los usuarios oficiales, con la misma metodología aplicable a los usuarios incluidos, precisando expresamente que tal cálculo no implica su inclusión en el programa ni la aplicación de cobros o beneficios.

3.4.4. No inclusión sobreviniente y cesación de la causal

La resolución regula de manera expresa la dinámica de entrada y salida durante la vigencia, materia sobre la cual el proyecto guardaba silencio. Cuando una causal de no inclusión se acredite o reconozca con posterioridad al inicio de la aplicación del programa, la no inclusión opera a partir del ciclo de lectura en que se haya presentado la causal y respecto de los ciclos siguientes. Los cobros adicionales causados en ciclos anteriores no dan lugar a devolución; respecto de los ciclos afectados por la causal que ya hubieren sido facturados, la corrección se efectúa mediante refacturación, sin carácter sancionatorio. Y cuando una causal que hubiere mantenido a un usuario por fuera del programa cese durante la vigencia, el usuario queda incluido a partir del ciclo siguiente, con meta

propia si cuenta con historia suficiente o con la meta de referencia en caso contrario, y con ahorro acumulado desde cero.

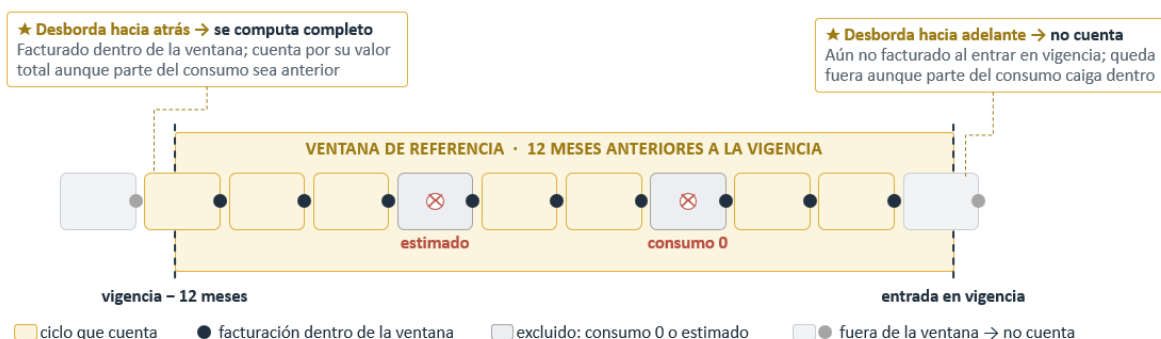
La regla de irretroactividad de la causal es deliberada. Admitir efectos retroactivos convertiría cada acreditación sobreviniente en una reliquidación del programa completo para el usuario, con impacto en la bolsa ya conformada y, eventualmente, ya distribuida. La opción adoptada preserva la estabilidad del cierre financiero por periodo, al precio de que la no inclusión no repare situaciones anteriores a su acreditación.

3.5. Meta individual diaria de consumo

La meta individual diaria de consumo de cada usuario corresponde a la mediana de los consumos promedio diarios de energía activa de los ciclos completos de lectura facturados dentro de los doce (12) meses anteriores a la fecha de entrada en vigencia de la resolución.

Para cada ciclo, el consumo promedio diario resulta de dividir el consumo total facturado entre el número de días del ciclo; cuando el número de ciclos considerados es par, la mediana corresponde al promedio simple de los dos valores centrales. No se incluyen en el cálculo los ciclos con consumo cero ni los correspondientes a consumo estimado.

Ilustración 1. Inclusión y exclusión de ciclos de lectura para cálculo de la meta individual diaria.



La mediana móvil de doce meses ofrece tres ventajas frente al esquema de 2024, que fijaba la meta a partir del último ciclo completo anterior a una fecha de corte con una corrección discrecional cuando ese consumo se desviaba más del treinta por ciento (30%) del promedio de los tres ciclos previos:

- Incorpora un ciclo estacional completo, con lo cual neutraliza el sesgo del mes de referencia derivado del clima, la ocupación o la estacionalidad de la actividad.
- Por ser un estadístico de orden, es robusta frente a valores atípicos: un ciclo anormalmente alto o bajo no desplaza la meta, lo que hace innecesaria una regla de corrección discrecional y elimina el margen de apreciación que esta suponía.
- Se calcula una sola vez y se mantiene durante toda la vigencia, incluidas las prórrogas, dando certeza al usuario y eliminando la posibilidad de manipulación posterior de la línea base.

A modo de ilustración, considérese un usuario con doce ciclos mensuales cuyos consumos promedio diarios, en kilovatios hora por día, son los siguientes:

Tabla 2. Ejemplo de cálculo de la meta individual diaria

Ciclo	Consumo promedio diario (kWh/día)
1	4,1
2	4,2
3	0,0
4	4,0
5	4,3
6	1,1
7	4,2
8	4,1
9	0,0
10	4,3
11	4,0
12	4,2
Mediana (excluidos los dos ciclos en cero)	4,15

Fuente: elaboración CREG. Valores hipotéticos exclusivamente ilustrativos.

Ordenados los valores de menor a mayor, se descartan los dos primeros por corresponder a lecturas de cero. Dentro de los diez datos restantes, los dos centrales son 4,1 y 4,2, de modo que la meta individual diaria es 4,15 kWh/día. Nótese que el ciclo atípico de 1,1 kWh/día no altera la meta, mientras que el promedio aritmético habría arrojado 3,85 kWh/día, un siete por ciento (7%) inferior. La mediana protege así al usuario, al no fijar una meta artificialmente baja basada en un mes excepcional, y protege la integridad del programa, al impedir que un mes atípico distorsione la referencia.

3.5.1. Meta de referencia e inclusión ampliada

Al usuario que no cuente con ciclos completos y facturados que en conjunto cubran al menos ciento ochenta (180) días dentro del periodo de referencia, y que no acredite su meta por la vía del cambio de comercializador, se le asigna una meta individual diaria de referencia equivalente a la mediana de las metas individuales diarias de los usuarios de su misma categoría de comparación —resultante de combinar la categoría de usuario y el tipo de área urbana o rural— para quienes dicha meta se hubiere calculado con información propia. La meta de referencia se determina al inicio del programa.

Esta regla sustituye la exclusión prevista en el proyecto y produce tres efectos. Primero, elimina la contradicción, advertida en la consulta, entre la regla de cálculo único de la meta y la previsión de ingresos escalonados a medida que los usuarios acumulaban historia. Segundo, hace del programa un instrumento de aplicación homologada desde su inicio, lo que simplifica sustancialmente la operación y el reporte. Tercero, incorpora al programa a predios nuevos y usuarios de reciente vinculación, que de otro modo habrían quedado al margen tanto de los cobros como de los beneficios.

La Comisión reconoce que la meta de referencia es, por construcción, menos precisa que la meta propia, pues describe a la categoría y no al usuario. Un usuario con consumo estructuralmente superior a la mediana

de su categoría recibirá una meta exigente, y uno con consumo estructuralmente inferior recibirá una meta holgada que le permitirá acceder al reconocimiento del ahorro sin esfuerzo adicional. Se trata de un costo aceptado a cambio de la ampliación de la aplicación, y su magnitud está acotada porque la meta de referencia se construye sobre una categoría que combina estrato o tipo de usuario con la clasificación urbana o rural, dimensiones que explican una parte relevante de la dispersión del consumo. El uso de la mediana de la categoría, y no de su promedio, limita adicionalmente el efecto de las colas de la distribución sobre el valor asignado.

3.5.2. Piso de consumo de subsistencia

En ningún caso la meta individual diaria puede ser inferior al consumo de subsistencia diario aplicable al usuario. Cuando la meta calculada resulte inferior al consumo de subsistencia vigente en función de la altitud sobre el nivel del mar, dividido entre treinta (30), se aplica este último valor como meta individual diaria.

Esta salvaguarda, incorporada tras la consulta, corrige una consecuencia no deseada del uso de la mediana histórica. Un usuario cuyo consumo habitual se sitúe por debajo del consumo de subsistencia recibiría, bajo la regla general, una meta inferior a ese umbral, con lo cual el programa podría generarle cobros adicionales por consumos que la propia regulación reconoce como básicos e indispensables. El piso de subsistencia elimina esa posibilidad y produce, además, un efecto favorable adicional para este segmento: al elevarse su meta, se amplía el margen dentro del cual su consumo puede situarse por debajo del noventa por ciento (90%) de ella y acceder al reconocimiento del ahorro.

La Comisión estima que esta es la salvaguarda distributiva de mayor alcance incorporada por la consulta pública, en la medida en que opera precisamente sobre los usuarios de menor consumo y menor capacidad de pago, que son también aquellos para quienes un cobro adicional tendría el mayor impacto relativo sobre su factura.

3.6. Cambio de comercializador durante el programa

El cambio de comercializador durante la vigencia no da lugar, por sí solo, a la no inclusión del usuario ni al reinicio o pérdida de su participación, que continúa ante el nuevo comercializador. Cuando este no cuente con el histórico suficiente para calcular la meta, el usuario puede acreditar su meta individual diaria y su ahorro reconocido acumulado presentando la última factura o comunicación expedida por el comercializador anterior en la que consten dichos valores. La acreditación opera en bloque, comprendiendo conjuntamente ambos valores.

La exigencia de acreditación en bloque no es un formalismo. Si se admitiera acreditar únicamente uno de los dos valores, el usuario podría acreditar el ahorro acumulado que le favorece y solicitar la meta de referencia cuando esta resulte más holgada que la propia, o viceversa, con lo que la regla de portabilidad se convertiría en un mecanismo de selección. La acreditación conjunta cierra ese espacio: el usuario porta su situación completa o se somete íntegramente a la regla de referencia.

El comercializador verifica la completitud formal del soporte aportado, recayendo en el aportante la responsabilidad por su autenticidad y contenido, y debe poner en conocimiento de las autoridades competentes los indicios de falsedad o adulteración. En ausencia de histórico suficiente y de acreditación, se aplica la meta de referencia. Cuando sea técnicamente posible y exista disponibilidad de la información, el comercializador anterior la suministra al nuevo, previa autorización del usuario. Los saldos a favor pendientes de agotarse y los cobros adicionales pendientes de pago se liquidan para la expedición del paz y salvo, se resuelven en el mercado de comercialización de origen y no dan lugar a traslado de recursos entre comercializadores ni entre mercados.

3.7. Meta individual del ciclo de lectura y ciclos neutralizados

Como los ciclos de lectura no siempre tienen la misma duración, la meta individual del ciclo se obtiene multiplicando la meta individual diaria por el

número de días del ciclo facturado. La referencia se ajusta así automáticamente a la frecuencia de facturación de cada comercializador y a la duración efectiva de cada ciclo. Con una meta diaria de 4,15 kWh/día, un ciclo de treinta (30) días tendrá una meta de 124,5 kWh y uno de treinta y un (31) días, de 128,65 kWh.

Se consideran neutralizados los ciclos en los que el usuario registre consumo cero, predio desocupado o servicio suspendido, o cuyo consumo corresponda a consumo estimado. Estos ciclos no son objeto de cobro adicional ni de reconocimiento de ahorro: aportan un consumo ahorrado reconocido igual a cero y se excluyen tanto del ahorro acumulado como de la meta individual acumulada. La neutralización de uno o más ciclos no implica la exclusión del usuario respecto de los demás.

La incorporación del consumo estimado a las causales de neutralización responde a una observación de la consulta y cierra una asimetría del proyecto. Un consumo determinado por estimación, promedio o aforo no proviene de la lectura del medidor y, por tanto, no refleja la conducta del usuario; cobrarle un excedente o reconocerle un ahorro sobre esa base equivaldría a liquidar el programa sobre un dato construido. La neutralización por ciclo, y no la exclusión del usuario, materializa el principio de aplicabilidad ampliada: un periodo vacacional, una desocupación transitoria o una imposibilidad puntual de lectura no deben penalizar ni descalificar al usuario respecto del resto del programa.

3.8. Consumo excedente objeto de cobro y factor único

El consumo facturado del ciclo que supere la meta individual del ciclo pero no exceda el ciento diez por ciento (110%) de esta no genera cobro adicional. Sobre el consumo que supere ese umbral —el consumo excedente objeto de cobro— se aplica un factor único según el tipo de usuario regulado:

Tabla 3. Factor único de cobro por tipo de usuario regulado

Tipo de usuario regulado	Factor único de cobro (F)
Residencial, estratos 1 a 3	1,30
Residencial, estratos 4 a 6	1,50

Comercial e industrial	1,70
------------------------	------

Fuente: elaboración CREG.

La banda neutral hasta el ciento diez por ciento (110%) reconoce que las variaciones de hasta un diez por ciento sobre la meta corresponden a fluctuaciones normales del consumo —clima, ocupación, duración del ciclo, precisión de la medida— y no a un sobreconsumo deliberado. Es la contraparte simétrica de la banda de reconocimiento del ahorro, que tampoco reconoce reducciones inferiores al diez por ciento. El usuario recibe así un tratamiento neutral dentro de una franja de más o menos diez por ciento alrededor de su meta, y tanto el cobro como el reconocimiento operan solo sobre las desviaciones que exceden esa variación normal. Esta simetría es, además, el elemento que hace explicable el programa en una sola frase al usuario final.

3.8.1. Calibración del factor único

La calibración de los factores parte del valor económico que tiene para el sistema un kilovatio hora de demanda regulada evitado en condiciones de estrechez. Ese valor es el costo marginal de servirlo, esto es, el precio de bolsa en las horas de escasez. El análisis de la serie histórica del precio promedio ponderado de bolsa diario durante los dos últimos episodios severos arroja los siguientes órdenes de magnitud:

Tabla 4. Precio promedio ponderado de bolsa diario en episodios de escasez (\$/kWh corrientes del periodo)

Episodio	Promedio (\$/kWh)	Percentil 90 (\$/kWh)	Máximo (\$/kWh)
El Niño 2015–2016 (oct 2015 – abr 2016)	703	884	1.943
El Niño 2023–2024 (oct 2023 – abr 2024)	675	1.053	1.482

Fuente: cálculo CREG a partir de la serie histórica de precio de bolsa publicada por XM en Sinergox. Cifras en pesos corrientes de cada periodo.

La regulación vigente ya reconoce económicamente este valor: la Demanda Desconectable Voluntaria, anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad, descuenta de las Obligaciones de Energía Firme la reducción voluntaria de demanda, tratándola como sustituto de energía firme. El

programa se apoya en esa misma equivalencia, aplicada a la demanda regulada.

Sobre esa referencia, la señal marginal que el programa impone al sobreconsumo es el producto del recargo por la tarifa que el usuario efectivamente enfrenta, esto es, $(F - 1) \cdot TR$. La tabla siguiente contrasta esa señal con el valor de la demanda evitada.

Tabla 5. Señal marginal por kWh excedente y su relación con el valor de la demanda evitada

Tipo de usuario	Recargo $(F - 1)$	Señal marginal $(F - 1) \cdot TR$, con $TR = \$800/\text{kWh}$	% del promedio de escasez (\$703)	% del percentil 90 de escasez (\$884)
Residencial 1 a 3	0,30	\$240	34%	27%
Residencial 4 a 6	0,50	\$400	57%	45%
Comercial e industrial	0,70	\$560	80%	63%

Fuente: elaboración CREG. Las tarifas de referencia son valores indicativos empleados con propósito ilustrativo y no corresponden a tarifas publicadas de un mercado en particular. El promedio y el percentil 90 de escasez corresponden al episodio 2015–2016 de la Tabla 4.

De la tabla se desprende la lógica de la escala. La señal marginal se sitúa muy por debajo del valor de la demanda evitada para los usuarios residenciales subsidiados, se aproxima a él para los residenciales no subsidiados y lo alcanza para los usuarios comerciales e industriales. La progresividad del esquema opera, por tanto, en dos dimensiones acumulativas: el factor crece con el tipo de usuario, y la base sobre la que se aplica —la tarifa de referencia después de subsidios y contribuciones— crece también con la capacidad de pago. La combinación de ambas produce una señal que va del dieciocho por ciento (18%) al ciento ocho por ciento (108%) del valor de la demanda evitada según el segmento, lo que la Comisión considera proporcionado y conservador para los segmentos de menor capacidad de pago.

3.8.2. Progresividad implícita de la banda neutral

La sustitución de los cuatro tramos por un factor único suprime la progresividad explícita según la profundidad del exceso. La Comisión estima necesario precisar que esa progresividad no desaparece, sino que se traslada a la banda neutral y opera ahora de manera implícita sobre el cargo medio.

En efecto, como los primeros diez puntos porcentuales de exceso no generan cobro, el cargo medio por kilovatio hora de exceso total no es constante sino creciente con la profundidad. Si se denota por x la fracción de exceso sobre la meta, el cargo medio por kWh de exceso equivale a $(F - 1) \cdot (x - 0,10) / x$ veces la tarifa de referencia, expresión que crece monótonamente desde cero hasta el recargo nominal.

Tabla 6. Cargo medio por kWh de exceso, como porcentaje de la tarifa de referencia

Exceso sobre la meta (x)	Residencial 1 a 3	Residencial 4 a 6	Comercial e industrial
11%	2,7%	4,5%	6,4%
15%	10,0%	16,7%	23,3%
20%	15,0%	25,0%	35,0%
30%	20,0%	33,3%	46,7%
50%	24,0%	40,0%	56,0%
100%	27,0%	45,0%	63,0%
Asíntota ($x \rightarrow \infty$)	30,0%	50,0%	70,0%

Fuente: elaboración CREG.

El esquema conserva así una estructura de cargo medio creciente con la profundidad del exceso, que es la propiedad distributiva relevante, sin necesidad de parametrizar tramos ni de resolver la ambigüedad de sus límites.

3.9. Cálculo del cobro adicional y tope al CRO

El cobro adicional recae exclusivamente sobre la diferencia entre la tarifa de referencia y la tarifa resultante de aplicar el factor de cobro, sobre el consumo excedente objeto de cobro, conforme a la expresión:

$$CA(i,m) = (F(i) - 1) \cdot TR(i,m) \cdot CEC(i,m)$$

Donde CA(i,m) es el cobro adicional del usuario i en el mes m, en pesos; F(i) el factor aplicable según el tipo de usuario; TR(i,m) la tarifa regulada de referencia aplicable al usuario, en pesos por kilovatio hora; y CEC(i,m) el consumo excedente objeto de cobro, en kilovatios hora.

A modo de ilustración, considérese un usuario residencial de estrato 3 con meta del ciclo de 123 kWh, consumo facturado de 150 kWh y tarifa de referencia de \$800/kWh. El ciento diez por ciento (110%) de la meta son 135,3 kWh, de modo que el consumo excedente objeto de cobro es de 14,7 kWh. El cobro adicional es entonces $(1,30 - 1) \times \$800 \times 14,7 = \3.528 . El usuario paga su tarifa regulada ordinaria por la totalidad del consumo y, adicionalmente, ese valor, que ingresa a la bolsa del mercado.

La tarifa de referencia se toma después de subsidios o contribuciones y no el costo unitario de prestación. Como se expuso en el numeral 2.5.2, esta decisión preserva la proporcionalidad con la capacidad de pago: tomar el costo unitario haría más severo el sobreprecio para los estratos subsidiados y más laxo para los contribuyentes, introduciendo una regresividad indeseable.

El cobro adicional está acotado superiormente: no puede superar el consumo excedente objeto de cobro valorado al Costo Incremental Operativo de Racionamiento del estrato 4 vigente a la fecha de facturación, publicado por la Unidad de Planeación Minero-Energética. Atendiendo las observaciones de la consulta, la resolución precisa que el límite se calcula sobre el valor total del cobro adicional resultante de la fórmula y que aplica de manera uniforme a todas las categorías de usuario; no es un tope por tramo ni un tope exclusivo de los usuarios residenciales. El cobro adicional no puede ser negativo, no constituye una modificación de la tarifa del servicio y no hay lugar a él respecto de los ciclos neutralizados.

3.10. Bolsa del mercado de comercialización y periodos de liquidación

Cada comercializador constituye, para cada mercado de comercialización en el que participe y para cada periodo de liquidación, una bolsa integrada por los valores efectivamente recaudados por concepto de cobros adicionales durante el respectivo periodo. La liquidación se realiza una vez transcurrido el plazo ordinario de pago de las facturas correspondientes al último ciclo comprendido en el periodo. Los recursos se destinan exclusivamente a los usuarios beneficiarios atendidos por el mismo comercializador en el mismo mercado.

Integran igualmente la bolsa los intereses de mora causados y recaudados sobre los cobros adicionales pagados con posterioridad al vencimiento del plazo ordinario, hasta la fecha de liquidación, y los rendimientos financieros que generen los recursos de la bolsa entre su recaudo y su distribución. Ambas incorporaciones responden a observaciones de la consulta y obedecen a la misma lógica: como los recursos tienen la condición de recursos de terceros, todo rendimiento o accesorio que generen debe seguir la suerte del principal y beneficiar a los usuarios ahorradores, sin quedar en cabeza del comercializador.

Los valores recaudados deben ser identificables en la contabilidad y en los sistemas de información comercial del comercializador como recursos de terceros. Cuando en un mercado no se registren recursos efectivamente recaudados, no hay lugar a distribución de beneficios en ese mercado, aun cuando existan usuarios con ahorro reconocido. Esta arquitectura cierra el modelo de autofinanciamiento: los beneficios son, por construcción, iguales a los recursos efectivamente disponibles, y el comercializador no está obligado a anticipar, financiar o garantizar beneficios por encima de lo recaudado.

La figura del periodo de liquidación es una novedad de la resolución definitiva. La bolsa se conforma, liquida y distribuye por periodos, correspondientes al periodo inicial de seis (6) meses y a cada una de las prórrogas, sin perjuicio de la fecha de corte anticipada que la Comisión

defina. En consecuencia, aun cuando el programa se prorrogue, los beneficios se reconocen al cierre de cada periodo y los usuarios no deben esperar a la terminación del programa. Esta decisión atiende la observación sobre el debilitamiento del efecto motivacional de un reconocimiento diferido y, al mismo tiempo, preserva la integridad del cierre financiero, que exige el vencimiento del plazo ordinario de pago de las facturas del periodo.

3.11. Consumo ahorrado reconocido

El consumo ahorrado reconocido de cada usuario, para cada ciclo, es la diferencia positiva entre el noventa por ciento (90%) de la meta individual del ciclo y el consumo facturado, sin que pueda exceder el treinta por ciento (30%) de la meta individual del ciclo:

$$CAR(i,m) = \text{mín} \{ \text{máx} (0 ; 0,9 \cdot MIC(i,m) - CF(i,m)) ; 0,3 \cdot MIC(i,m) \}$$

Donde $CAR(i,m)$ es el consumo ahorrado reconocido del usuario i en el mes m , en kilovatios hora; $CF(i,m)$ su consumo facturado de energía activa; y $MIC(i,m)$ su meta individual del ciclo de lectura.

El umbral del noventa por ciento define una banda de reconocimiento: solo se reconoce ahorro cuando el consumo cae por debajo de ese porcentaje de la meta. Tras la eliminación del torneo, este umbral cumple tres funciones que conviene distinguir con precisión, pues su peso relativo se ha modificado:

- i) Es el único dispositivo de selectividad del programa. Al ser ahora beneficiarios todos los usuarios con ahorro reconocido positivo, es el umbral del diez por ciento el que determina el tamaño del conjunto de beneficiarios y, por tanto, la magnitud del beneficio individual. Sin él, la bolsa se repartiría también entre quienes consumen apenas por debajo de su meta, con la consiguiente dilución.
- ii) Constituye una defensa metodológica de medición y verificación. Establecer un umbral de reconocimiento frente a una línea base es práctica recurrente en los marcos de medición y verificación de los

operadores independientes, y evita que el programa pague por variaciones normales del consumo en lugar de por un esfuerzo real de ahorro.

- iii) Hace legible la competencia al usuario. La regla de participación se enuncia en una frase verificable: ahorrar al menos un diez por ciento respecto de la meta para acceder al reparto.

El tope del treinta por ciento (30%) de la meta acota el ahorro reconocido por ciclo, impidiendo que reducciones extremas —frecuentemente asociadas a desocupación más que a eficiencia en el consumo— capturen una parte desproporcionada de la bolsa. Este tope adquiere una importancia mayor que en el proyecto: como el reparto es estrictamente proporcional al índice de ahorro reconocido y ya no existe un tope individual de beneficio, el tope por ciclo es el único mecanismo que limita la dispersión de las participaciones en la bolsa.

Conviene explicitar el punto de saturación. Si se denota por s la fracción de ahorro real respecto de la meta, esto es $s = (\text{MIC} - \text{CF}) / \text{MIC}$, entonces $0,9 \cdot \text{MIC} - \text{CF} = (s - 0,1) \cdot \text{MIC}$ y la fórmula se reescribe como $\text{CAR} = \min \{ \max (0 ; (s - 0,1) \cdot \text{MIC}) ; 0,3 \cdot \text{MIC} \}$. De aquí se sigue que el ahorro reconocido es nulo mientras s no supere el diez por ciento (10%), crece linealmente entre el diez por ciento (10%) y el cuarenta por ciento (40%), y se satura cuando s alcanza el cuarenta por ciento (40%), pues $(0,40 - 0,10) \cdot \text{MIC} = 0,30 \cdot \text{MIC}$. Por encima de un ahorro real del cuarenta por ciento de la meta, reducciones adicionales no incrementan el ahorro reconocido.

Con una meta del ciclo de 123 kWh: si el usuario consume 115 kWh (ahorro real de 6,5%), el CAR es cero por situarse dentro de la banda; si consume 100 kWh (ahorro de 18,7%), el CAR es $0,9 \times 123 - 100 = 10,7$ kWh; y si consume 70 kWh (ahorro de 43%), el ahorro previo al tope sería 40,7 kWh, pero el tope de $0,3 \times 123 = 36,9$ kWh lo limita a ese valor. A partir de un consumo de 73,8 kWh, esto es el sesenta por ciento (60%) de la meta, el CAR queda saturado.

No son considerados beneficiarios los usuarios respecto de los cuales se encuentre técnicamente acreditada la comisión de defraudación de fluidos o la manipulación del equipo de medida durante la vigencia del programa. El estándar de acreditación técnica, incorporado tras la consulta, no exige declaración judicial previa ni formalización penal, lo que habría hecho inoperante la causal dentro del horizonte temporal del programa; ello sin perjuicio del deber del comercializador de poner los hechos en conocimiento de las autoridades competentes. La Comisión no acogió, en cambio, la propuesta de excluir por meros indicios sin acreditación técnica, en salvaguarda del debido proceso del usuario.

3.12. Determinación de beneficiarios y distribución a prorrata

Al cierre de cada periodo de liquidación son beneficiarios los usuarios incluidos en el programa que registren un consumo ahorrado reconocido acumulado positivo, que no se encuentren incursos en causal de exclusión del beneficio y que, con corte a la fecha de liquidación del respectivo periodo, no estén en mora por concepto de cobros del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Para cada beneficiario se calcula el índice de ahorro reconocido como el cociente entre su consumo ahorrado reconocido acumulado y su meta individual acumulada del programa, ambos calculados excluyendo los ciclos neutralizados:

$$IAR(i) = CARA(i) / MIA(i)$$

La normalización por la meta es esencial para la equidad entre usuarios de distinto tamaño. El índice premia el esfuerzo proporcional y no el volumen absoluto, de modo que un usuario pequeño concurre en igualdad de condiciones con uno grande. Esta es una diferencia sustantiva respecto del esquema de 2024, que repartía en proporción al ahorro absoluto en kilovatios hora y, por construcción, favorecía a los usuarios de mayor consumo.

Determinados los beneficiarios, el comercializador distribuye la totalidad de la bolsa de cada mercado correspondiente al periodo entre ellos, en proporción a su índice de ahorro reconocido:

$$\text{Beneficio}(i) = \text{BR}(j) \cdot \text{IAR}(i) / \sum \text{IAR}(k)$$

Donde $\text{BR}(j)$ es la bolsa del mercado de comercialización j y la sumatoria se extiende a los K usuarios beneficiarios de ese mercado. Por construcción, la suma de los beneficios agota exactamente la bolsa, sin remanentes ni necesidad de redistribuciones iterativas.

El beneficio se reconoce como saldo a favor del usuario en el periodo de facturación siguiente a la liquidación; si supera el valor de la factura correspondiente, el remanente se aplica en las facturas subsiguientes hasta agotarse. Cuando el beneficiario tenga cobros adicionales pendientes de pago, el beneficio se imputa en primer lugar a esos pagos pendientes y, una vez cubiertos, al valor restante de la factura. En ningún caso hay traslado de recursos entre comercializadores ni entre mercados, ni reconocimiento de beneficios por encima de lo efectivamente recaudado.

El tratamiento de la mora opera como filtro de elegibilidad verificado a la fecha de liquidación de cada periodo. El usuario en mora no integra el universo de beneficiarios y no se le asigna participación en la bolsa. La subsanación posterior no otorga la condición de beneficiario ni da lugar a reliquidación de la distribución de ese periodo. La exclusión no implica condonación, refinanciación, modificación ni suspensión de las obligaciones de pago derivadas de la prestación del servicio, que subsisten conforme al régimen ordinario. La verificación por periodo, y no una única vez al cierre del programa como preveía el proyecto, permite que un usuario que subsane su mora concurra al reparto del periodo siguiente.

Ilustración 2. Del ciclo de corte a la liquidación del beneficio



3.13. Recaudos extemporáneos posteriores a la liquidación

Los valores que el comercializador recaude con posterioridad a la liquidación de un periodo, por concepto de cobros adicionales que a esa fecha estuvieran pendientes de pago, junto con los intereses de mora causados sobre ellos, siguen una de dos vías. Si el programa continúa en un periodo posterior, integran la bolsa del periodo en curso al momento del recaudo y se distribuyen con esta. Si se trata del último periodo, por terminación del programa, se distribuyen entre los usuarios beneficiarios ya determinados de ese periodo en las mismas proporciones resultantes de su índice de ahorro reconocido, sin nueva determinación de beneficiarios ni recálculo del índice, y se reconocen como saldo a favor.

La regla responde a una observación expresa de la consulta sobre el destino de la cartera recaudada tras el cierre y resuelve el problema de fondo que esta planteaba: sin ella, el recaudo posterior habría quedado sin destinación regulada pese a tener la condición de recursos de terceros. La opción de no redeterminar beneficiarios en el último periodo evita reabrir un cierre ya practicado, a cambio de que los usuarios que hubiesen subsanado su mora con posterioridad no accedan a esa distribución.

3.14. Regla residual de distribución

Cuando en un mercado no existan usuarios beneficiarios, los recursos de la bolsa se distribuyen entre los usuarios incluidos que no se encuentren incurso en causal de exclusión del beneficio y que no estén en mora, aplicando sucesivamente tres reglas: primero, entre quienes registren un consumo facturado acumulado inferior a su meta individual acumulada,

en proporción a su esfuerzo de ahorro acumulado $(MIA - CFA) / MIA$; si aún permanecen recursos, en partes iguales entre quienes igualen su meta acumulada; y si aún permanecen recursos, entre los demás usuarios en proporción al ponderador MIA / CFA .

La cascada se simplificó de cuatro a tres escalones como consecuencia directa de la eliminación del torneo: el escalón que repartía entre los ahorradores reconocidos no beneficiarios carece ahora de objeto, pues todo ahorrador reconocido es beneficiario. Los tres escalones restantes conservan la prelación por esfuerzo de ahorro y operan íntegramente dentro del mismo mercado.

El último escalón merece una explicación, por ser contraintuitivo. Si en un mercado únicamente hubiere usuarios con consumos superiores a su meta acumulada, el ponderador MIA / CFA es decreciente en el consumo facturado: un kilovatio hora adicional consumido reduce el ponderador y, con ello, la participación del usuario en la bolsa residual. La dirección del incentivo marginal se preserva, pues incluso dentro del grupo de sobreconsumidores quien menos se excede recibe proporcionalmente más. Este escalón solo se activa en el caso extremo de que no exista ningún ahorrador en el mercado, situación de probabilidad muy baja, y su función es garantizar que la bolsa se agote sin que recursos de terceros queden en cabeza del comercializador.

3.15. Divulgación e información al usuario

Los comercializadores deben iniciar la divulgación masiva del programa a más tardar dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la resolución y mantenerla hasta la finalización del programa, pudiendo emplear cualquiera de los canales de comunicación disponibles sin que se exija el uso concurrente de todos ellos. La ampliación del plazo y la flexibilización de los canales responden a observaciones de la consulta sobre la viabilidad de una divulgación simultánea por todos los medios en un plazo breve.

El contenido mínimo de la divulgación comprende la existencia de una meta individual basada en el comportamiento histórico del usuario y la

forma de interpretarla, con orientaciones prácticas para reducir el consumo; los factores de cobro aplicables y la banda neutral hasta el ciento diez por ciento (110%) que no genera cobro; la posibilidad de recibir un beneficio monetario asignado a los usuarios con ahorro reconocido en proporción a su ahorro; y —de manera expresa— la precisión de que esa posibilidad está condicionada a los cobros adicionales recaudados de usuarios del mismo mercado de comercialización y de que el beneficio puede ser inferior al estimado o nulo cuando el recaudo sea insuficiente. Esta última exigencia es una salvaguarda frente a la generación de expectativas que el esquema autofinanciado no puede garantizar.

Durante la vigencia, los comercializadores deben poner a disposición del usuario, a través de la factura o de medios complementarios, la meta individual del ciclo, el consumo excedente o el ahorro reconocido del ciclo como proporción de la meta, el valor del cobro adicional cuando haya lugar a él, una estimación informativa del ahorro acumulado y la posición relativa del usuario dentro de su categoría de comparación. El cobro adicional debe identificarse en la factura bajo una denominación uniforme que permita reconocerlo y diferenciarlo de los demás conceptos.

La admisión de medios complementarios a la factura —anexos, insertos, portales de consulta individual y canales transaccionales existentes— atiende las observaciones sobre las limitaciones físicas del formato de factura y sobre los costos de su rediseño, sin sacrificar el acceso del usuario a la información. La posición relativa y la estimación del ahorro acumulado pueden calcularse con base en la información consolidada del ciclo inmediatamente anterior, lo que reconoce el rezago propio de los procesos de facturación.

3.16. Protección al usuario y reclamaciones

La resolución dispone que el no pago del cobro adicional no da lugar a la suspensión del servicio público domiciliario de energía eléctrica. Sin perjuicio de ello, la exigibilidad, el cobro y el recaudo se rigen por las mismas reglas aplicables a los demás conceptos que el comercializador factura. La obligación de pago no se extingue por la liquidación de un

periodo ni por la terminación del programa. Cuando el usuario efectúe un pago parcial de la factura, este se imputa en primer lugar a las obligaciones derivadas de la prestación del servicio público domiciliario y, una vez cubiertas estas, al cobro adicional del programa. Las peticiones, quejas y reclamos se tramitan conforme al régimen previsto en la Ley 142 de 1994 y sus normas reglamentarias.

La regla de imputación de pagos parciales merece destacarse: garantiza que el programa no compita con el recaudo del servicio ni deteriore la cartera ordinaria del comercializador, lo que era una preocupación explícita de varios remitentes. Las estimaciones informativas que se comuniquen al usuario durante la vigencia tienen carácter preliminar y no vinculante, y no generan derechos ni obligaciones exigibles hasta la liquidación definitiva.

3.17. Reportes, tableros y seguimiento sectorial

El esquema de seguimiento se estructura en cuatro instrumentos. Primero, un reporte inicial de los comercializadores al ASIC, por una sola vez, con la proyección de la meta agregada de consumo diaria por mercado, municipio, departamento y categoría de usuario, incluida en sección separada la meta agregada de referencia de los usuarios oficiales. Segundo, reportes mensuales de los comercializadores dentro de los quince (15) primeros días calendario de cada mes, con el número de usuarios incluidos y no incluidos, la meta agregada y el consumo facturado agregado, la clasificación de los usuarios entre las tres situaciones del programa —consumo excedente objeto de cobro, banda neutral y ahorro reconocido—, el consumo excedente y el ahorro reconocido agregados, el cobro adicional facturado y recaudado y el valor acumulado de la bolsa.

Tercero, tableros del ASIC de acceso público: diarios, referidos a la demanda regulada real, la meta diaria agregada, la reducción de consumo efectiva y los comparativos interanuales y frente a la proyección de la UPME; y mensuales, referidos a la ejecución del programa a partir de la información reportada por los comercializadores, con un informe especial de seguimiento del consumo de los usuarios oficiales. Cuarto, informes

consolidados del ASIC al Ministerio de Minas y Energía, a la CREG y a la SSPD, con periodicidad semanal y mensual, que sirven de insumo a la CACSSE y a las decisiones de prórroga o terminación anticipada.

La asignación de los tableros al ASIC se fundamenta en que esta función se apoya en capacidades de información existentes: en desarrollo de la Resolución CREG 029 de 2016, el ASIC elaboró y publicó archivos de periodicidad diaria por comercializador con la demanda regulada, la meta diaria de consumo, el ahorro y el sobreconsumo. El programa reutiliza y formaliza esa capacidad probada.

El carácter agregado de los tableros responde a la realidad de la medida en la demanda regulada. El despliegue de infraestructura de medición avanzada es aún parcial y el consumo de la mayoría de usuarios regulados se mide mediante ciclos de lectura mensuales y con rezago; no es viable, por tanto, una retroalimentación individual semanal. El esquema de metas individuales se conserva para la liquidación monetaria, mientras que el tablero mide la respuesta agregada de la demanda, que constituye el objetivo último del programa.

La información de los tableros tiene carácter preliminar. Es necesario distinguir la demanda real operativa, estimada por el CND de manera casi inmediata a partir de la operación y la telemida del SIN, de la demanda comercial regulada liquidada por el ASIC, que se reconcilia a lo largo del calendario de liquidación del Sistema de Intercambios Comerciales. El tablero se alimenta de la mejor información disponible cerca del tiempo real y sus cifras están sujetas a reconciliación, lo que la resolución deja expreso para no confundir el seguimiento con la liquidación de cobros y beneficios. Se incorporan comparativos interanuales y frente a la proyección de la UPME porque la diferencia simple entre la meta agregada y la demanda real no equivale al efecto del programa.

La resolución prevé, además, una capa de información reservada con el mayor nivel de desagregación posible, con acceso permanente para el Ministerio de Minas y Energía, la SSPD y la CREG, y una alerta informativa cuando la demanda regulada real se desvíe de manera material y sostenida respecto de la meta agregada o de las proyecciones de

referencia, conforme a los parámetros técnicos que defina el ASIC. Se precisa expresamente que de esa información no se deriva efecto automático alguno sobre la vigencia del programa: la prórroga y la terminación anticipada son decisiones de la Comisión.

3.18. Duración, periodos de liquidación y vigencia

El programa tiene una duración inicial de seis (6) meses contados a partir de su fecha de inicio, y puede prorrogarse por periodos sucesivos de hasta seis (6) meses cada uno siempre que persistan las condiciones de estrechez energética, baja hidrología o riesgo para la confiabilidad del suministro que justifican la medida. La Comisión puede darlo por terminado anticipadamente cuando cesen dichas condiciones. Tanto la prórroga como la terminación anticipada se adoptan en sesión de la Comisión y se informan mediante circular suscrita por la Dirección Ejecutiva.

La resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial. Entre la entrada en vigencia y la fecha de inicio del programa media un periodo de alistamiento durante el cual los comercializadores adelantan las acciones requeridas, señaladamente el cálculo y la parametrización de las metas individuales. Esta separación entre vigencia e inicio, incorporada tras la consulta, cumple dos funciones: ancla la ventana de doce meses de la línea base a un hito cierto y verificable —la fecha de entrada en vigencia—, y otorga a los agentes un plazo de adecuación operativa antes de que el programa produzca efectos en la factura.

La terminación ordinaria o anticipada se entiende sin perjuicio de las obligaciones de liquidación de cobros, determinación de beneficiarios, conformación y distribución de la bolsa, aplicación de saldos a favor, conservación de información y reporte que deban cumplirse con posterioridad, las cuales se extienden hasta el día quince (15) del tercer mes calendario completo transcurrido desde la fecha de terminación.

4. EFECTOS ESPERADOS

El programa opera a través de una cadena que va de los mecanismos de diseño a las respuestas conductuales intermedias y, de estas, a los resultados sobre el usuario, el mercado de comercialización y el sistema. La tabla siguiente sintetiza esa cadena y la conecta con los fundamentos del numeral 3.2.

Tabla 7. Cadena de resultados esperados del programa

Mecanismo de diseño	Respuesta conductual intermedia	Resultado (usuario / mercado / sistema)
Señal monetaria bilateral: cobro por sobreconsumo y reconocimiento del ahorro	Reducción del sobreconsumo y esfuerzo deliberado de ahorro	Menor demanda regulada en el periodo de estrechez; alivio de la punta
Retroalimentación de posición relativa (percentil)	Activación de normas sociales y comparación	Persistencia del ahorro y mitigación del efecto búmeran
Meta fija y retrospectiva (mediana de doce meses)	Integridad de la medición; sin contrafactual manipulable	Ahorro real y no virtual; pago solo por reducciones efectivas
Autofinanciamiento mediante bolsa de recursos de terceros	Neutralidad tarifaria	Sin costo a la tarifa regulada ni a los recursos públicos
Distribución a prorrata entre todos los ahorradores	Incentivo de participación universal (no de torneo)	Participación amplia; beneficio sin concentración
Seguimiento diario y mensual (tableros ASIC)	Visibilidad y retroalimentación oportuna	Insumo para las autoridades y alerta temprana ante desviaciones

Fuente: elaboración CREG.

Dado que el instrumento análogo de 2024 no llegó a ejecutarse, el programa no cuenta con evidencia empírica de efectividad y no es metodológicamente responsable comprometer un pronóstico puntual de ahorro.

La evidencia internacional sobre intervenciones de comparación social a gran escala sitúa las reducciones de consumo en el rango aproximado del uno con cinco por ciento (1,5%) al tres con cinco por ciento (3,5%), con una media cercana al dos por ciento (2%). Ese rango proviene mayoritariamente de contextos de consumo eléctrico por hogar muy

superior al colombiano, por lo que su traslado directo sobreestimaría el efecto: en hogares de menor consumo el margen de reducción discrecional es más estrecho. Procede, por tanto, ajustarlo a la baja como referencia ilustrativa de la palanca informativa.

El programa no descansa únicamente en la información, pues añade un incentivo monetario explícito por ambos lados de la meta. La evidencia y el respaldo institucional reseñados coinciden en que la combinación de señal económica y retroalimentación conductual produce efectos mayores que la información aislada.

Cabe esperar, en consecuencia, que el efecto agregado se ubique en la parte alta del rango informativo o por encima de él en los segmentos efectivamente alcanzados por la señal monetaria, sin que sea posible comprometer un valor puntual. Los valores presentados corresponden a una banda de plausibilidad y su validación corresponde al componente de seguimiento.