

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

OFICINA DE CONTROL INTERNO

**AUDITORÍA DE GESTIÓN
DIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CON BASE EN EL PLAN DE ACCIÓN ANUAL - PAA**

A 31 DE DICIEMBRE DE 2017

BOGOTÁ D.C., 30 DE ENERO DE 2018

OCI-INFORME-2018-016
TRD 15.73 Gestión Energía Eléctrica

TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETIVO	3
2. ALCANCE	3
3. CLIENTES.....	3
4. EQUIPO DE TRABAJO.....	3
5. CRITERIOS DE LA AUDITORÍA.....	4
5.1 FUNCIÓN DE LA OFICINA DE CONTROL INTERNO.....	4
5.2 NORMAS GENERALES APLICABLES AL TEMA AUDITADO	6
5.3 NORMAS PUBLICIDAD Y TRANSPARENCIA.....	7
5.4 NORMAS SEGUIMIENTO.....	8
6. METODOLOGÍA	9
6.1. MEDICIÓN DEL RIESGO.....	9
6.2. MEDICIÓN DEL CONTROL	10
6.3. MEDICIÓN DE LA GESTIÓN	10
7. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA	11
7.1. ESTADO DE INDICADORES.....	11
7.2. CUMPLIMIENTO PLAN DE ACCION.....	11
7.3. COMPONENTE EVALUACIÓN DE GESTIÓN.....	12
7.4. OBSERVACIONES Y OPORTUNIDADES DE MEJORAMIENTO	12
8. FIRMAS.....	13
9. ANEXO 1. ANÁLISIS, VERIFICACIÓN Y SEGUIMIENTO A INDICADORES.....	14

AUDITORÍA DE GESTIÓN DIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BASE EN EL PLAN DE ACCIÓN

1. OBJETIVO

Verificar, validar y determinar el grado de cumplimiento de los indicadores establecidos en el Plan de Acción Anual, con base en lo reportado en el Sistema Integrado de Gestión – SIGME y el portafolio de evidencias suministrado por el área organizacional.

2. ALCANCE

Establecer la gestión de la Dirección de Energía Eléctrica para el cumplimiento de los indicadores de gestión descritos en el Plan de Acción Anual - PAA, con corte a 31 de diciembre de 2017.

3. CLIENTES

Los clientes de la auditoría son el Despacho del Ministro de Minas y Energía, el Representante de la Alta Dirección, el Viceministro de Energía, la Oficina de Planeación, la Dirección de Minería Empresarial, la Subdirección de Talento Humano, así como la ciudadanía en general¹.

4. EQUIPO DE TRABAJO

El equipo de trabajo estuvo conformado por Ingrid Cecilia Espinosa Sánchez, Jefe de la Oficina de Control Interno, quien supervisó la auditoría, y Luisa Fernanda Berrocal Negrete auditora interna de la Oficina de Control Interno, quien la hizo.

¹ Toda vez que el literal d) del artículo 11 de la Ley 1712 de 2014, establece que se debe publicar de manera proactiva todos los informes de gestión, evaluación y auditorías del sujeto obligado.

5. CRITERIOS DE LA AUDITORÍA

5.1 FUNCIÓN DE LA OFICINA DE CONTROL INTERNO

- Literal e) del Artículo 12, Ley 87 de 1993².

“Velar por el cumplimiento de las leyes, normas, políticas, procedimientos, planes, programas, proyectos y metas de la organización y recomendar los ajustes necesarios”.

- Literal d), Parágrafo del Decreto 2145 de 1999.

“La Oficina de Control Interno o quien haga sus veces: Evalúa el proceso de planeación, en toda su extensión; implica, entre otras cosas y con base en los resultados obtenidos en la aplicación de los indicadores definidos, un análisis objetivo de aquellas variables y/o factores que se consideren influyentes en los resultados logrados o en el desvío de los avances. La identificación de estas variables, su comportamiento y su respectivo análisis permite que la formulación de las recomendaciones de ajuste o mejoramiento al proceso, se realice sobre soportes y criterios válidos y visibles fortaleciendo así la función asesora de estas oficinas”.

- *Manual Técnico del Modelo Estándar de Control Interno para el Estado Colombiano MECI 2014³.*

Rol de la Oficina de Control Interno. “Evaluación y Seguimiento a la Gestión Institucional: Su propósito es emitir un juicio profesional acerca del grado de eficiencia y eficacia de la gestión de la entidad, para asegurar el adecuado cumplimiento de los fines institucionales”

Numeral 2.2.1 Auditoría Interna. “Las Oficinas de Control Interno... deben auditar los procesos, con el fin de verificar su gestión, es decir, que se esté dando cumplimiento a lo programado”.

- Artículo 2.2.8.1.3 del Decreto 1083 de 2015 [Artículo 52 del Decreto 1227 de 2005]

² Por la cual se establecen normas para el ejercicio del control interno en las entidades y organismos del estado.

³ Adoptado mediante el Artículo 2.2.21.6.1 Objeto, Decreto 1083 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector de Función Pública.

“El desempeño laboral de los empleados de carrera administrativa deberá ser evaluado y calificado con base en parámetros previamente establecidos a partir de los planes anuales de gestión del área respectiva, de las metas institucionales y de la evaluación que sobre el área realicen las oficinas de control interno o quienes hagan sus veces, de los comportamientos y competencias laborales, habilidades y actitudes del empleado, enmarcados dentro de la cultura y los valores institucionales”.

- Literal e) del Artículo 2.2.21.2.5 Evaluadores, Decreto 1083 de 2015.

Las Oficinas de Control Interno, “...verifican la efectividad de los sistemas de control interno, para procurar el cumplimiento de los planes, metas y objetivos previstos, constatando que el control esté asociado a todas las actividades de la organización...”.

- Artículo 39 de la Ley 909 de 2004⁴.

“El Jefe de Control Interno o quien haga sus veces en las entidades u organismos a los cuales se les aplica la presente ley, tendrá la obligación de remitir las evaluaciones de gestión de cada una de las dependencias, con el fin de que sean tomadas como criterio para la evaluación de los empleados, aspecto sobre el cual hará seguimiento para verificar su estricto cumplimiento”.

- Párrafos 3, 4 y 7 de la Circular 04 de 2005⁵

“Con fundamento en los informes de seguimiento realizados por las Oficinas de Planeación, los Jefes de las Oficinas de Control Interno deberán verificar el cumplimiento de dicha información a través de las auditorias u otros mecanismos que validen los porcentajes de logro de cada compromiso”.

- Literal a) del Artículo 8, Acuerdo 565 de 2016, Comisión Nacional del Servicio Civil⁶

“Dar a conocer a los responsables de la Evaluación del Desempeño por Áreas o Dependencias, de acuerdo con los términos establecidos para tal fin...”

- Numeral 3 del Artículo 17, Acuerdo 565 de 2016, Comisión Nacional del Servicio Civil

⁴ Por la cual se expiden normas que regulan el empleo público, la carrera administrativa, gerencia pública y se dictan otras disposiciones.

⁵ Consejo Asesor del Gobierno Nacional en Materia de Control Interno de las Entidades del Orden Nacional y Territorial. "Evaluación institucional por dependencias en cumplimiento de la Ley 909 de 2004"

⁶ Por el cual se establece el Sistema Tipo de Evaluación del Desempeño Laboral de los Empleados Públicos de Carrera Administrativa y en Periodo de prueba.

“Con base en el resultado obtenido de la Evaluación del Área o Dependencia por la Oficina de Control Interno, el Jefe de la Oficina de Control Interno o quien haga sus veces remitirá la calificación de 1 a 10 de este componente, la cual se trasladará al evaluador para la calificación del evaluado”

- Artículo 26, Acuerdo 565 de 2016, Comisión Nacional del Servicio Civil
“La evaluación definitiva del periodo anual u ordinario corresponderá a la sumatoria de las calificaciones resultantes de las dos evaluaciones parciales semestrales. En dichas evaluaciones deberá haberse incluido las evaluaciones parciales eventuales si hubo lugar a las mismas.

Los componentes de la evaluación definitiva en periodo anual u ordinario son:

a) Evaluación de gestión por áreas o dependencias: El resultado de esta evaluación solamente será tenido en cuenta en la evaluación definitiva correspondiente al periodo anual u ordinario. La evaluación de gestión por áreas o dependencias que realiza el Jefe de la Oficina de Control Interno o quien haga sus veces en la entidad, tendrá en cuenta como referente lo establecido en la Circular 04 de 2005 del Consejo Asesor del Gobierno nacional en Materia de Control Interno de las Entidades del Orden Nacional y Territorial o la que la modifique: (...) i) La planeación institucional enmarcada en la visión, misión y objetivos del organismo; ii) Los objetivos institucionales por dependencia y sus compromisos relacionados, y iii) Los resultados de la ejecución por dependencias de acuerdo con lo programado en la planeación institucional.

En el evento de detectar limitaciones de orden presupuestal o administrativo se deben describir los aspectos más relevantes que hayan afectado la ejecución de los planes institucionales en cada dependencia.”

5.2 NORMAS GENERALES APLICABLES AL TEMA AUDITADO

- Resolución 4 0067 del 26 de enero de 2017⁷.
- Decreto 1083 de 2015⁸.
 - Modelo Estándar de Control Interno para el Estado Colombiano MECI.
 - Norma Técnica de Calidad en la Gestión Pública NTCGP 1000:2009.
- Norma Técnica Colombiana NTC – ISO 9001:2015.

⁷ Por la cual se adopta el Plan de Acción Anual del Ministerio de Minas y Energía para el año 2017.

⁸ Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector de Función Pública.

- La aplicable en cada tema o indicador analizado.

5.3 NORMAS PUBLICIDAD Y TRANSPARENCIA

- Los Artículos 2 y 3 de la Ley 1712 de 2014, por medio de la cual se crea la Ley de Transparencia y del derecho de acceso a la Información Pública Nacional, señala lo siguiente:

“(…) Principio de máxima publicidad para titular universal. Toda información en posesión, bajo control o custodia de un sujeto obligado es pública y no podrá ser reservada o limitada sino por disposición constitucional o legal, de conformidad con la presente ley.

Principio de transparencia. Principio conforme al cual toda la información en poder de los sujetos obligados definidos en esta ley se presume pública, en consecuencia, de lo cual dichos sujetos están en el deber de proporcionar y facilitar el acceso a la misma en los términos más amplios posibles y a través de los medios y procedimientos que al efecto establezca la ley, excluyendo solo aquello que esté sujeto a las excepciones constitucionales y legales y bajo el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta ley.

Principio de la calidad de la información. Toda la información de interés público que sea producida, gestionada y difundida por el sujeto obligado, deberá ser oportuna, objetiva, veraz, completa, reutilizable, procesable y estar disponible en formatos accesibles para los solicitantes e interesados en ella, teniendo en cuenta los procedimientos de gestión documental de la respectiva entidad.

Principio de la divulgación proactiva de la información. El derecho de acceso a la información no radica únicamente en la obligación de dar respuesta a las peticiones de la sociedad, sino también en el deber de los sujetos obligados de promover y generar una cultura de transparencia, lo que conlleva la obligación de publicar y divulgar documentos y archivos que plasman la actividad estatal y de interés público, de forma rutinaria y proactiva, actualizada, accesible y comprensible, atendiendo a límites razonables del talento humano y recursos físicos y financieros”.

- El artículo 7. Disponibilidad de la Información, de la Ley de Transparencia, indica que “... Los sujetos obligados deberán tener a disposición de las personas interesadas dicha información en la Web, a fin de que estas puedan obtener la información, de manera directa o mediante impresiones”.

- El numeral 1.2.1 Planes, Programas y Proyectos, del Manual Técnico del Modelo Estándar de Control Interno para el Estado Colombiano MECI 2014⁹, considera que *“La planeación de la entidad se debería dar a conocer a todos los servidores públicos, (...) con el fin de lograr que todos tengan claridad sobre las metas, proyectos y programas que desarrolla la entidad, y cómo se aporta a su cumplimiento de manera individual”*.
- El numeral 8.2.3 *Seguimiento y Medición de los Productos*, de la Norma Técnica de Calidad en la Gestión Pública NTCGP 1000:2009, indica que *“Los métodos de seguimiento y medición deben facilitar el seguimiento por parte de los clientes y las partes interesadas, y los resultados pertinentes deben estar disponibles y ser difundidos de manera permanente en las páginas electrónicas, cuando se cuente con ellas u otros medios con los que se cuente”*.
- El Numeral 9.1.1 *Generalidades del Numeral 9.1 Seguimiento, Medición, Análisis y Evaluación*, de la Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 9001:2015¹⁰, indica lo siguiente: *“La organización debe determinar: a) qué necesita seguimiento y medición; b) los métodos de seguimiento, medición, análisis y evaluación necesarios para asegurar resultados válidos; c) cuándo se deben llevar a cabo el seguimiento y la medición; d) cuándo se deben analizar y evaluar los resultados del seguimiento y la medición.*

La organización debe evaluar el desempeño y la eficacia del sistema de gestión de la calidad. La organización debe conservar la información documentada apropiada como evidencia de los resultados”.

5.4 NORMAS SEGUIMIENTO

- Numeral 9.1.1 Generalidades, Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 9001: 2015¹¹, establece que *“La organización debe determinar: a) qué necesita seguimiento y medición; b) los métodos de seguimiento, medición, análisis y evaluación necesarios para asegurar resultados válidos; c) cuándo se deben llevar a cabo el seguimiento y la medición; d) cuándo se deben analizar y evaluar los resultados del seguimiento y la medición. La organización debe evaluar el desempeño y la eficacia del sistema de gestión de la calidad. La organización debe conservar la información documentada apropiada como evidencia de los resultados.*

⁹ Anexo del Decreto 1083 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector de Función Pública. Anterior Decreto 943 de 2014. Página 93.

¹⁰ Expedida por ICONTEC Internacional, el 23 de septiembre de 2015.

¹¹ Expedida por ICONTEC Internacional, el 23 de septiembre de 2015.

6. METODOLOGÍA

La auditoría se realizó mediante mesas de trabajo, entrevistas, solicitud de información, verificación documental, con la finalidad de determinar su estado frente al criterio normativo aplicable.

6.1. MEDICIÓN DEL RIESGO

Se procedió a determinar si la variable analizada cuenta con riesgo identificado en el Mapa de Riesgos. Cuando el riesgo no se encontró documentado, la Oficina de Control Interno procedió a identificarlo con base en el criterio normativo aplicable, para posteriormente analizarlo, valorarlo y determinar su **materialización**.

El criterio aplicado para establecer la materialización del riesgo, de las variables analizadas, correspondió a los siguientes parámetros de valoración y medición del nivel del riesgo.

Bajo: Se refiere a que el tópico analizado muestra un grado de desarrollo importante y aporta de manera sustancial al logro de los objetivos. De manera no significativa, presenta algunas dificultades, pero los resultados finales se obtienen sin mayor contratiempo. *No presenta Materialización de Riesgo* respecto del cumplimiento normativo y del procedimiento establecido. [Se identifica con el color **Verde**]

Mediano: Es cuando el tópico analizado muestra un grado de desarrollo. Su aporte al logro de los objetivos no es sustancial y presenta dificultades operativas que retrasan la ejecución de las metas previstas. *Presenta algún grado de Materialización de Riesgo* respecto del cumplimiento normativo y del procedimiento establecido. [Se identifica con el color **Amarillo**]

Alto: Significa que el tópico muestra un desarrollo, pero su funcionamiento causa problemas para la normal ejecución de la gestión. Si bien no impide el logro de los resultados, los retrasa de manera importante y sólo se obtienen de manera parcial. *Presenta Materialización de Riesgo* respecto del cumplimiento normativo y del procedimiento establecido. [Se identifica con el color **Rojo**]

Ninguno: Se asignará esta calificación, cuando la fecha de finalización de la meta o indicador no se haya vencido. *No presenta Materialización del Riesgo*, respecto del cumplimiento de la meta en las condiciones predefinidas en el Plan de Acción. [Se identifica con el color **Blanco**]

La medición del nivel del riesgo de gestión y la efectividad de la gestión, se determinó con base en el nivel de ejecución de los indicadores programados, a 31 de diciembre, así:

NIVEL DE EJECUCIÓN INDICADOR		NIVEL DE RIESGO DE CUMPLIMIENTO	MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO EJECUCIÓN INDICADORES “que no se cumpla el indicador establecido en el Plan de Acción, en las condiciones predefinidas”
0%	79%	Alto	SI
80%	89%	Mediano	
90%	100%	Bajo	NO

6.2. MEDICIÓN DEL CONTROL

Se procedió a determinar si la variable analizada cuenta con control identificado en el Mapa de Riesgos o en el procedimiento documentado. Cuando no se encontró documentado el control, la Oficina de Control Interno procedió a describirlo con base en el riesgo identificado, para posteriormente analizarlo y determinar su **eficiencia**.

El criterio aplicado para determinar la *Eficiencia* o *Ineficiencia* del control descrito de la variable evaluada, correspondió a los siguientes parámetros de medición del control.

Control Eficiente: Cuando el control contribuye con la prevención de la materialización del riesgo inherente, indica que el control se aplica o es apropiado.

Control Ineficiente: Cuando el control no contribuye con la prevención de la materialización del riesgo inherente, indica que el control no se aplica, es ineficaz o inapropiado.

6.3. MEDICIÓN DE LA GESTIÓN

Con base en el análisis e impacto del resultado alcanzado por el ejecutor de la variable analizada, la materialización del riesgo inherente y la eficiencia del control, la Oficina de Control Interno procedió a establecer la **efectividad** de la gestión.

El criterio aplicado para determina la Efectividad o No Efectividad de la gestión del ejecutor de la variable evaluada, correspondió a los siguientes parámetros.

Gestión Efectiva: Cuando la acción realizada condujo al logro de los resultados programados, a la observancia normativa o al cumplimiento del procedimiento establecido, a través del uso óptimo de los recursos utilizados¹², la no materialización del riesgo inherente o la eficiencia del control.

Gestión No Efectiva: Cuando la acción realizada no condujo al logro de los resultados programados, a la observancia normativa o al cumplimiento del procedimiento establecido, viéndose afectada por la no utilización óptima de los recursos, la materialización del riesgo inherente o la ineficiencia del control.

7. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA

7.1. ESTADO DE INDICADORES

El resultado del análisis de los indicadores descritos en el Plan de Acción Anual de la Dirección de Energía Eléctrica, con corte a 31 de diciembre de 2017, se encuentran registrados en el Anexo “Análisis, Verificación, Validación & Seguimiento de los Indicadores Reportados en el Plan de Acción Anual”, el cual hace parte integral del presente informe.

7.2. CUMPLIMIENTO PLAN DE ACCION

Se establece que la ejecución del Plan de Acción de la Dirección de Energía Eléctrica, a diciembre 31 de 2017 fue del 92.1% de conformidad con lo verificado según las evidencias y el análisis de datos suministrado por el área organizacional responsable. Se establece una diferencia con lo reportado en el aplicativo SIGME de 4.11%, dado que las evidencias difieren de lo reportado en los siguientes indicadores:

- Usuarios con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con la ejecución de recursos presupuestales del Fondo FOES.
- Proyecto técnico del Reglamento RETIE actualizado para aumentar la competitividad de la energía.
- Proyecto de Reglamento RETILAP actualizado.
- Recursos comprometidos del fondo PRONE.
- Nivel Ejecución Recursos Proyectados.

Adicionalmente, la Dirección de Energía Eléctrica no suministró evidencias del indicador “Usuarios con cobertura de energía eléctrica beneficiados con obras de infraestructura

¹² Desde el punto de vista de la Economía, definida como la ausencia de desperdicio en la obtención de un resultado determinado. Glosario DAFP, del 6 de marzo de 2012.

para mejorar el suministro de energía eléctrica en barrios subnormales con recursos del Fondo PRONE”.

Es preciso aclarar que el nivel de ejecución verificado y validado por la OCI corresponde al total de Avance del Objetivo, de acuerdo a la fórmula de cálculo establecida por la firma desarrolladora del Software¹³: $Avance\ Objetivo = \sum [(Avance\ Meta \times Ponderación\ Meta)]$.

7.3. COMPONENTE EVALUACIÓN DE GESTIÓN

De conformidad con el resultado de la Auditoría de Gestión hecha por la Oficina de Control Interno a la Dirección de Energía Eléctrica, se verificó y validó la información reportada en los indicadores descritos en el Plan de Acción Anual, con corte a 31 de diciembre de 2017, donde se consideraron las evidencias registradas en el Portafolio de Evidencias, se establece que la calificación del *Componente de Evaluación de Gestión* es **9.21** sobre 10.

Es pertinente tener en cuenta que esta calificación es dada por la Oficina de Control Interno, en ejercicio de la aplicación del Numeral 3 del Artículo 17 y al Parágrafo Transitorio del Artículo 57¹⁴ del Acuerdo 565 de 2016, por lo cual, la calificación dada es un punto de referencia para la Evaluación del Desempeño Laboral.

7.4. OBSERVACIONES Y OPORTUNIDADES DE MEJORAMIENTO

1. La información registrada en el aplicativo SIGME debe coincidir con las evidencias suministradas por el área organizacional para la verificación del cumplimiento del Plan de Acción por parte de la Oficina de Control Interno. Lo anterior con el fin de que la auditoría de gestión no se vea afectada por la falta de coherencia entre lo reportado y lo evidenciado.
2. La Dirección de Energía Eléctrica debe suministrar las evidencias y el análisis de datos del cumplimiento de los siguientes todos los indicadores del Plan de Acción, con el fin que la calificación no se vea afectada por la falta de evidencia del cumplimiento de algunos indicadores.

¹³ Radicado 2016079375 de noviembre 24 de 2016, Informe de Análisis de las Fórmulas para medir los planes en el módulo de Planeación Estratégica.

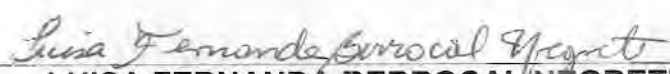
¹⁴ Artículo 57, Acuerdo 565 de 2016: “PARÁGRAFO TRANSITORIO. Para la Evaluación del Desempeño Laboral a realizar en los periodos de Evaluación febrero 2015 a enero 2016 y febrero 2016 a enero 2017, se aplicarán las disposiciones contenidas en el Acuerdo 137 de 2010 y en los Acuerdos que lo modifiquen o adicionen”

3. Es importante que la Dirección de Energía Eléctrica verifique constantemente los valores planeados respecto de las condiciones que afectan la ejecución del indicador y solicitar a la Oficina de Planeación y Gestión Internacional las modificaciones pertinentes en el PAA de la vigencia. Lo anterior con el fin de evitar bajas ejecuciones como consecuencia de factores externos.
4. La Dirección de Energía Eléctrica debe revisar y analizar si todas las funciones establecidas en el Decreto 381 de 2012 y en la demás normatividad vigente, que impactan el cumplimiento de los objetivos del área organizacional, se miden en el PAA a través de algún indicador. Lo anterior teniendo en cuenta que el indicador "Plan Expansión de Cobertura PIEC adoptado por el Ministerio de Minas y Energía" no refleja la gestión real que hace la Dirección frente al PIEC elaborado y actualizado periódicamente por la UPME; es decir no refleja la revisión y seguimiento al PIEC que debe hacer la dirección de acuerdo con el numeral 10 del artículo 16 del Decreto 381 de 2012.

8. FIRMAS



INGRID CECILIA ESPINOSA SÁNCHEZ
Jefe Oficina de Control Interno



LUISA FERNANDA BERROCAL NEGRETE
Profesional Oficina de Control Interno



9. ANEXO 1. ANÁLISIS, VERIFICACIÓN Y SEGUIMIENTO A INDICADORES

1. Dependencia a Evaluar	2. Resultado Ejecución	3. Objetivos Institucionales	3.1 Ponderación Objetivo	3.2 Avance Objetivo	4. Compromisos Asociados al cumplimiento del Objetivo (Metas)	4.1 Ponderación Meta	4.2 Avance Meta	5. Información del Indicador						Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim			
								Indicador	Ponderación Indicador	Avance Indicador	Valor Planeado	Valor Ejecutado	Fórmula			Unidad Medida	Responsable	
Ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica y procurar la satisfacción de la demanda, en las zonas rurales del país.	30	Objetivos Institucionales	3.1 Ponderación Objetivo	3.2 Avance Objetivo	4. Compromisos Asociados al cumplimiento del Objetivo (Metas)	20	72,62	Cobertura del servicio de energía eléctrica en zonas rurales del país con recursos públicos de los fondos FAER, FAZNI y recursos privados de los operadores de red.	Nuevos usuarios con cobertura de servicio de energía eléctrica conectados al Sistema de Interconexión Nacional (SIN) beneficiados mediante planes de expansión de los distribuidores	40	68,82	33.922,00	23.346,00	[Nuevos usuarios del servicio de energía eléctrica actualmente sin cobertura (Distribuidores)]	Cantidad	CADAVID CASTRILLON JAIRO DE JESUS	8.364,00	3.316,00
								Nuevos usuarios conectados a las Zonas No Interconectadas (ZNI) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos	20	100	2.530,00	10.628,00	[Nuevos usuarios del servicio de energía eléctrica actualmente sin cobertura (fondo FAZNI)]	Cantidad	REYES BALLESTEROS MYRIAM STELLA	632,00	1.677,00	
								Nuevos usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos	40	62,73	15.589,00	9.779,00	[Nuevos usuarios del servicio de energía eléctrica actualmente sin cobertura]	Cantidad	CADAVID CASTRILLON JAIRO DE JESUS	8.077,00	8.077,00	
						20	91,62	Hogares conectados al SIN o normalizados en la región Caribe financiados con recursos públicos	Hogares conectados al SIN pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos en la región Caribe	90	100	830,00	1.176,00	[Nuevos usuarios ubicados en zonas sin cobertura conectados al SIN (FAER)]	Cantidad	CADAVID CASTRILLON JAIRO DE JESUS	830,00	955,00
								Usuarios pertenecientes a zonas subnormales normalizados mediante recursos públicos en la Región Caribe	10	16,2	24.641,00	3.992,00	[Usuarios que se beneficiarán con proyectos de normalización de redes aprobados en la vigencia fiscal]	Cantidad	SOLARTE EULOGIO	4.947,00	3.992,00	
						5	100,00	Monitorear la capacidad instalada de fuentes no convencionales y de energías renovables en el sistema energético (MW)	Capacidad instalada monitoreada de fuentes no convencionales y de energías renovables en el sistema energético SIN + ZNI	100	100	11.456,00	11.702,27	[Reporte de la capacidad instalada de FNCE y de energías renovables en el SIN y ZNI]	Cantidad	ROJAS DUARTE ORLANDO	11.456,00	11.649,10
						5	100,00	Monitoreo a la Capacidad instalada de generación de energía eléctrica	Capacidad instalada monitoreada de generación de energía eléctrica en el SIN	100	100	16.599,00	16.687,04	[Reporte de la Capacidad Efectiva Neta instalada en el SIN de la generación de energía eléctrica]	Cantidad	ROJAS DUARTE ORLANDO	16.599,00	16.609,70
						20	92,59	Normalizar el servicio de Energía Eléctrica en barrios subnormales mediante infraestructura construida FONDO PRONE	Usuarios con cobertura de energía eléctrica beneficiados con obras de infraestructura para mejorar el suministro de energía eléctrica en barrios subnormales con recursos del Fondo PRONE.	100	92,59	7.897,00	7.312,00	[Usuarios existentes beneficiados con proyectos de normalización de redes]	Cantidad	SOLARTE EULOGIO	1.947,60	3.905,00

1. Dependencia a Evaluar	2. Resultado Ejecución	3. Objetivos Institucionales	3.1 Ponderación Objetivo	3.2 Avance Objetivo	4. Compromisos Asociados al cumplimiento del Objetivo (Metas)	4.1 Ponderación Meta	4.2 Avance Meta	5. Información del Indicador																	
								Indicador	Ponderación Indicador	Avance Indicador	Valor Planeado	Valor Ejecutado	Fórmula	Unidad Medida	Responsable	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim								
ENERGIA ELECTRICA	5.31				Proyectos identificados en concertación con las comunidades indígenas, estructurados e implementados para la energización de zonas rurales	10	100,00	Proyectos de energización de zonas rurales identificados en concertación con las comunidades indígenas, estructurados e implementados para la ampliación de la cobertura de energía eléctrica	100	100	1,00	1,00	[Proyectos de energización rural implementados para las comunidades indígenas]	Cantidad	PLAZA PASTRANA ULPIANO	0,00	0,00								
								Subsidiar el consumo de energía básica de subsistencia con recursos del FOES	100	100	1.987.999,00	1.997.184,00	[Usuarios existentes beneficiados con subsidios del fondo FOES]	Cantidad	JAVIER FABIAN PINZON GOMEZ	1.987.999,00	1.997.184,00								
								Usuarios con servicio de energía eléctrica beneficiados con Subsidios del FSSRI	Usuarios de Estratos 1 con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con subsidios del fondo FSSRI	33	100	3.693.802,00	3.814.065,50	[Usuarios beneficiados de Subsidios, FSSRI; Estrato 1]	Cantidad	CAMPO ESPINOZA MANUEL OCTAVIO	3.693.802,00	3.804.018,00							
									Usuarios de Estratos 2 con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con subsidios del fondo FSSRI	33	100	4.429.809,00	4.434.044,75	[Usuarios beneficiados de subsidios FSSRI, Estrato 2]	Cantidad	CAMPO ESPINOZA MANUEL OCTAVIO	4.429.809,00	4.402.990,00							
									Usuarios de Estratos 3 con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con subsidios del fondo FSSRI	34	100	2.504.142,00	2.556.634,25	[Usuarios beneficiados de Subsidios, FSSRI, Estrato 3]	Cantidad	CAMPO ESPINOZA MANUEL OCTAVIO	2.504.142,00	2.535.253,00							
													Actos administrativos realizados de facilitación del Reglamento RETIQ			Actos administrativos realizados de facilitación del Reglamento RETIQ	12	100	1,00	5,80	[Proyecto de facilitación RETIQ publicado y enviado a firma de Ministro]	Cantidad	LOPEZ PINEDA LUIS FERNANDO	0,00	0,80
																Conceptos externos gestionados relacionados con la reglamentación RETIE	9	100	100,00	100,00	[Conceptos gestionados / solicitud de conceptos del RETIE]	%	LOPEZ PINEDA LUIS FERNANDO	100,00	100,00
																Conceptos externos gestionados relacionados con la reglamentación RETILAP y RETIQ	9	100	100,00	100,00	[Conceptos gestionados del RETILAP y RETIQ/solicitud de conceptos]	%	LOPEZ PINEDA LUIS FERNANDO	100,00	100,00
																Eventos realizados de divulgación de los reglamentos RETILAP y RETIQ	9	100	15,00	24,00	[Eventos de divulgación realizados de los reglamentos técnicos del RETILAP y RETIQ]	Cantidad	LOPEZ PINEDA LUIS FERNANDO	4,00	18,00
																Eventos realizados de divulgación del reglamento RETIE	9	100	12,00	13,00	[Eventos de divulgación del Reglamento RETIE realizados]	Cantidad	LOPEZ PINEDA LUIS FERNANDO	4,00	4,00
																Plan Expansión de Cobertura PIEC adoptado por el Ministerio de Minas y Energía	5	100	1,00	1,00	[Acto administrativo de adopción / solicitud de adopción por parte de la UPME (PIEC)]	Cantidad	PLAZA PASTRANA ULPIANO	0,00	0,00

1. Dependencia a Evaluar	2. Resultado Ejecución	3. Objetivos Institucionales	3.1 Ponderación Objetivo	3.2 Avance Objetivo	4. Compromisos Asociados al cumplimiento del Objetivo (Metas)	4.1 Ponderación Meta	4.2 Avance Meta	5. Información del Indicador									
								Indicador	Ponderación Indicador	Avance Indicador	Valor Planeado	Valor Ejecutado	Fórmula	Unidad Medida	Responsable	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim
DIRECCION DE E	9	Aumentar la competitividad de la energía	20	92.50	Formular y adoptar de políticas, planes, programas, reglamentos y lineamientos sectoriales para aumentar la competitividad de la energía	100	92.50	Proyecto técnico del Reglamento RETIE actualizado para aumentar la competitividad de la energía	12	80	1,00	0,80	[Anexo técnico del Reglamento RETIE actualizado]	Cantidad	LOPEZ PINEDA LUIS FERNANDO	0,00	0,00
								Proyecto Acto Administrativo Plan de Transmisión Generación de la UPME adoptado por el Ministerio de Minas y Energía	7	100	1,00	1,00	[Acto administrativo de adopción / requerimiento de adopción por parte de la UPME]	Cantidad	MARQUEZ URREA ELSA FERNANDA	0,00	0,25
								Proyecto de Reglamento RETILAP actualizado	10	85	1,00	0,85	[Proyecto de Reglamento RETILAP actualizado y notificado a OMC]	Cantidad	LOPEZ PINEDA LUIS FERNANDO	0,00	0,50
								Proyecto técnico del Reglamento Técnico de Calderas realizado	9	60	1,00	0,60	[Anexo técnico del Reglamento Técnico de Calderas realizado]	Cantidad	LOPEZ PINEDA LUIS FERNANDO	0,00	0,00
								Seguimiento realizado a la implementación del Reglamento RETIQ en cuanto a consultorías contratadas por Proyecto GEF/PNUD (hasta 5 actividades)	9	100	5,00	5,00	[Consultorías para implementación del RETIQ con seguimiento realizado]	Cantidad	LOPEZ PINEDA LUIS FERNANDO	0,00	2,00
	20	97.74	administrar y distribuir recursos presupuestales de vigencia fiscal en comité del Fondo FAER					Recursos comprometidos del fondo FAER	45	100	120.000.000.000,00	142.548.793.562,93	[Recursos asignados y comprometidos mediante contratos del fondo FAER]	\$	CADAVID CASTRILLON JAIRO DE JESUS	0,00	117.711.748.966,93
								Recursos obligados Fondo FAER	5	54,75	141.000.000.000,00	77.193.185.379,00	[Recursos Fondo FAER Obligados]	\$	CADAVID CASTRILLON JAIRO DE JESUS	0,00	9.917.382.061,00
								Usuarios con servicio de energía eléctrica del SIN beneficiados con mejoras en el servicio e infraestructura eléctrica mediante recursos del Fondo FAER	50	100	1.051,00	1.051,00	[Usuarios existentes beneficiados con mejoras en el servicio de energía eléctrica (FAER)]	Cantidad	CADAVID CASTRILLON JAIRO DE JESUS	1.051,00	1.051,00

1. Dependencia a Evaluar	2. Resultado Ejecución	3. Objetivos Institucionales	3.1 Ponderación Objetivo	3.2 Avance Objetivo	4. Compromisos Asociados al Cumplimiento del Objetivo (Metas)	4.1 Ponderación Meta	4.2 Avance Meta	5. Información del Indicador								
								Indicador	Ponderación Indicador	Avance Indicador	Valor Planeado	Valor Ejecutado	Fórmula	Unidad Medida	Responsable	Val Planeado Trim
Expandir el liderazgo de Cobambia en la región	contribuir a la universalización del servicio de energía eléctrica a través de la distribución de recursos de los fondos especiales.	30	98.03	Administrar y distribuir recursos presupuestales de vigencia fiscal en comité del Fondo PRONE	5	98.20	Recursos comprometidos del fondo PRONE	95	100	22.941.608.407,00	22.941.608.405,90	[Recursos asignados y comprometidos mediante contratos del fondo PRONE]	\$	SOLARTE EULOGIO	5.656.834.949,40	22.941.608.405,90
							Recursos obligados Fondo PRONE	5	24,1	40.491.608.407,00	9.759.482.225,00	[Recursos Fondo PRONE Obligados]	\$	SOLARTE EULOGIO	0,00	2.009.883.861,00
				Administrar y distribuir recursos presupuestales de vigencia fiscal en comité del Fondo FAZNI	10	96.69	Informe ejecutivo del Fondo FAZNI	25	100	4,00	4,00	[Informe ejecutivo y/o contratos del fondo FAZNI]	Cantidad	REYES BALLESTEROS MYRIAM STELLA	1,00	1,00
							Recursos comprometidos del fondo FAZNI	70	97,92	130.000.000.000,00	42.319.237.449,88	[Recursos asignados y comprometidos mediante contratos del fondo FAZNI]	\$	REYES BALLESTEROS MYRIAM STELLA	32.500.000.000,00	23.390.460,00
							Recursos obligados Fondo FAZNI	5	62,86	130.000.000.000,00	81.719.550.496,17	[Recursos Fondo FAZNI Obligados]	\$	SOLARTE EULOGIO	0,00	23.390.460,00
				Ejecutar los recursos del fondo FOES	25	98.06	Recursos del fondo FOES distribuidos por usuario	35	94,83	65.619,00	62.229,00	[Recursos asignados del fondo FOES / No. De usuarios beneficiados]	\$	JAVIER FABIAN PINZON GOMEZ	16.799,00	5.289,00
							Recursos presupuestales ejecutados de la vigencia fiscal del fondo FOES	65	99,8	123.230.458.670,00	122.988.990.384,00	[Recursos presupuestales ejecutados de la vigencia fiscal del fondo FOES]	\$	JAVIER FABIAN PINZON GOMEZ	30.807.614.667,50	10.562.770.930,00
				Mejorar la confiabilidad del servicio de energía eléctrica y satisfacción de la demanda	10	95,00	Nivel Ejecucion Recursos Proyectados	100	95	100,00	95,00	[Recursos pagados por subsidios por menor tarifa]	%	MUÑOZ SANDERS SANDRA PAOLA	25,00	8,00
				Revisar los diferentes aspectos y variables que inciden en el proceso de asignación de los recursos del fondo FSSRI	30	99.97	memoria Justificativa modificación normalidad FSSRI	20	100	1,00	1,00	[Documento de analisis y Diagnostico de la situacion de los subsidios]	Cantidad	CAMPO ESPINOZA MANUEL OCTAVIO	0,00	0,00
							Recursos del fondo FSSRI distribuidos por usuario	20	100	67.264,00	163.112,00	[Recursos asignados del fondo FSSRI/cantidad de usuarios beneficiados]	\$	CAMPO ESPINOZA MANUEL OCTAVIO	16.585,20	53.935,00
							Recursos presupuestales aportados por la Nación del total de los subsidios requeridos por los usuarios del fondo FSSRI.	10	100	43,00	101,25	[Recursos de la Nación aportados y ejecutados/ Total de recursos requeridos para los usuarios]	%	CAMPO ESPINOZA MANUEL OCTAVIO	10,00	33,37
							Recursos presupuestales ejecutados de la vigencia fiscal del fondo FSSRI	50	99,94	1.761.996.071.097,00	1.760.935.490.176,00	[Recursos presupuestales del fondo FSSRI ejecutados de la vigencia fiscal]	\$	CAMPO ESPINOZA MANUEL OCTAVIO	184.062.099.722,40	579.384.652.345,00
				Apoyar la gestión energética regional e internacional	100	100,00	Apoyar la gestión energética regional e internacional	100	100	1,00	1,00	[Apoyo realizado a la gestión energética regional e internacional]	Cantidad	MARQUEZ URREA ELSA FERNANDA	0,00	0,25

7. Ejecución del Indicador									
Trimestre 1	Trimestre 2			Trimestre 3			Trimestre 4		
Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance
- Para este trimestre, los Operadores de red reportaron 3.316 nuevos usuarios con el servicio de energía eléctrica, en los departamentos de: Antioquia (490), Boyacá (837), Caldas (318), Caquetá (4), Cauca (22), Risaralda (166), Santander (851), Tolima (275), Valle del Cauca (135), Arauca (71), Casanare (141) y Putumayo (6).	8.457,00	7.593,00	- Valor reportado por los Operadores de red en el trimestre	8.550,00	6.842,00	- Valor reportado por los Operadores de red en el trimestre	8.551,00	5.595,00	- En total del año 2017 los Operadores de Red reportaron 23346 nuevos usuarios ubicados en los departamentos de: Antioquia (2292), Boyacá (3413), Caldas (607), Caquetá (143), Cauca (176), Cundinamarca (8303), Chocó (376), Huila (2094), Meta (162), Norte de Santander (155), Risaralda (602), Santander (2035), Tolima (275), Valle del Cauca (1569), Arauca (473), Casanare (316), Putumayo (114) y Guaviare (241).
- En CAFAZNI del mes de diciembre de 2016 se asignaron recursos para proyectos de la vigencia 2017	632,00	0,00	- No se han asignado recursos, por lo tanto no se tiene avance para nuevos usuarios	633,00	4.967,00	- en CAFAZNI de septiembre se asignaron recursos para beneficiar a usuarios nuevos	633,00	3.984,00	- En Comité CAFAZNI de noviembre y diciembre se asignaron recursos para beneficiar a usuarios nuevos
- Beneficiados mediante recursos aprobados en Comites Cafaeer 44-45-46-47-48	0,00	0,00	- No se realizaron comités CAFAEER para asignación de recursos que beneficien a nuevos usuarios en el trimestre.	0,00	0,00	- No se realizaron comités CAFAEER para asignación de recursos que beneficien a nuevos usuarios en el trimestre.	7.512,00	1.702,00	- Con la aprobación de recursos en Comité CAFAEER 49-2017 se beneficiaron 1702 nuevos usuarios
- Se totalizan los nuevos usuario beneficiados mediante Comites Cafer 44-45-46-47-48	0,00	0,00	- En el trimestre no se han beneficiado nuevos usuarios ya que no se han asignado recursos. No se realizaron comites CAFAEER	0,00	221,00	- Se adicionan 221 usuarios en Bolívar de acuerdo con el Otrosi No 1 del contrato FAER GGC 426-2015	0,00	0,00	- Revisado el Comité CAFAEER 49-2017, en el trimestre considerado no se asignan recursos para proyectos en la Región CARIBE por lo que no se beneficien nuevos usuarios en esta región
- Durante la vigencia 2015 se suscribieron contratos que comprometen recursos de la vigencia fiscal 2017 que buscan beneficiar a 3944 usuarios, los contratos son GGC-431-2015, GGC-437-2015, GGC-438-2015, GGC-439, GGC-440-2015, GGC-441-2015, GGC-442-2015, GGC-443-2015	0,00	0,00	- No se realizaron convocatoria prone para la vigencia 2017, no se apropiaron recursos en el primer semestre de 2017	0,00	0,00	- No se realizaron convocatoria prone para la vigencia 2017, no se cuenta con vigencias futuras de 2018 las cuales respaldan los contratos que se lleguen a suscribir	19.694,00	0,00	- No se realizaron convocatoria prone para la vigencia 2017, la apropiación del 2017 aprobada es solamente para cubrir recursos comprometidos de vigencias futuras en la vigencia 2015.
- La capacidad instalada de fuentes Hidráulicas (despachadas centralmente) es de 10983 MW y de recursos menores no despachados centralmente (Eólica y pequeñas plantas hidráulicas) es de 661,7 MW. Fuente XM S.A. E.S.P. Se han implementado 4,4 MW de capacidad de fuentes no convencionales de energía en las ZNI. Fuente: IPSE, indicador SINERGIA "Capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía en las ZNI (MW)". La Capacidad instalada de fuentes no convencionales y energías renovables en el sistema energético nacional es de 11649,10 MW.	11.456,00	11.703,20	- En total la capacidad instalada de fuentes Hidráulicas (despachadas centralmente) es de 10.983 MW y de recursos menores no despachados centralmente (Eólica y pequeñas plantas hidráulicas) es de 715,8 MW. Fuente XM S.A. E.S.P. Se han implementado 4,4 MW de capacidad de fuentes no convencionales de energía en las ZNI. Fuente: IPSE, indicador SINERGIA "Capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía en las ZNI (MW)". La Capacidad instalada de fuentes no convencionales y energías renovables en el sistema energético nacional es de 11.703,20 MW.	11.456,00	11.701,76	- De acuerdo con el informe Oferta y Generación de Agosto de 2017 de XM S.A. E.S.P., actualizado el 14 de septiembre de 2017, la capacidad instalada de fuentes Hidráulicas (despachadas centralmente) es de 10.939 MW y de recursos menores no despachados centralmente (Eólica y pequeñas plantas hidráulicas) es de 758,24 MW. Se han implementado 4,52 MW de capacidad de fuentes no convencionales de energía en las ZNI. Fuente: IPSE, indicador SINERGIA "Capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía en las ZNI (MW)". La Capacidad instalada de fuentes no convencionales y energías renovables en el sistema energético nacional es de 11.701,76 MW.	11.456,00	11.755,01	- De acuerdo con el informe Oferta y Generación de Noviembre de 2017 de XM S.A. E.S.P., actualizado el 14 de diciembre de 2017. La capacidad instalada de fuentes Hidráulicas (despachadas centralmente) es de 10.939 MW y de recursos menores no despachados centralmente (Eólica, pequeñas plantas hidráulicas y fotovoltaica) es de 810,74 MW. Se han implementado 5,27 MW de capacidad de fuentes no convencionales de energía en las ZNI. Fuente: IPSE, indicador SINERGIA "Capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía en las ZNI (MW)". La Capacidad instalada de fuentes no convencionales y energías renovables en el sistema energético nacional es de 11.755,01 MW.
- Los cambios mas importantes respecto de la capacidad Efectiva Neta (CEN) instalada son: - Guavio: El acuerdo CON 919 actualizó la CEN de 1,200 a 1,250MW a partir del 25 de diciembre de 2016. - Rio Mayo: En cumplimiento de la resolución CREG 024, la planta pasa a ser considerada como despachada centralmente a partir del 1 de diciembre de 2016, con una vigencia de 6 meses. Se modifica su CEN de 19,8MW a 20MW. - Se modifican las Capacidades Efectivas Netas de las plantas de generación para la nueva vigencia del Cargo por Confianbilidad y se ajustan las rampas de las plantas térmicas a los nuevos valores registrados, para el caso de los cogeneradores la variación se presenta por el cambio de capacidad efectiva neta del Ingenio Providencia 2 que pasó de 14MW a 19,9MW a partir del 1 de diciembre de 2016. Se presentó un cambio de capacidad efectiva de la planta La Herradura, la cual pasó a ser despachada centralmente con 20MW a partir del 01 de febrero de 2017. La capacidad efectiva neta instalada es de 16.609,70 MW. Fuente: Informes Oferta y Generación XM S.A. E.S.P.	16.599,00	16.700,70	- En total la Capacidad instalada con recursos Hidráulicos es de 10.983 MW, de recursos Térmicos es de 4.728 MW, de Plantas menores (Hidráulicas, Térmicas y Eólicas) 820,8 MW, Cogeneradores de 136,5 MW y de Autogeneradores es de 32,4 MW, para un total de capacidad instalada de 16.700,7 MW. Fuente: XM S.A. E.S.P.	16.599,00	16.698,14	- De acuerdo con el informe Oferta y Generación de Agosto de 2017, de XM S.A. E.S.P., actualizado el 14 de septiembre de 2017, la capacidad efectiva neta instalada centralmente con recursos Hidráulicos es de 10.939 MW y de recursos Térmicos es de 4.727 MW, mientras que la capacidad instalada no despachada centralmente es de 1032,14MW, para un total de 16.698,14 MW.	16.599,00	16.739,64	- De acuerdo con el informe Oferta y Generación de Noviembre de 2017, de XM S.A. E.S.P., actualizado el 14 de diciembre de 2017 la Capacidad instalada centralmente con recursos Hidráulicos es de 10.939 MW y de recursos Térmicos es de 4.716 MW, mientras que la capacidad instalada no despachada centralmente es de 1084,64MW, para un total de 16.739,64 MW.
- Durante la vigencia 2015 se suscribieron contratos que comprometen recursos de la vigencia fiscal 2017 que buscan beneficiar a 3905 usuarios, los contratos son GGC-416-15, GGC-430-15, GGC-385-15, GGC-391-15, GGC-446-15, GGC-427-15, GGC-349-15 GGC-350-15, GGC-374-15, GGC-419-15, GGC-422-15, GGC-400-15, GGC-416-15 GGC-418-15, GGC-423-15, GGC-418-15, GGC-421-15, GGC-392-15, GGC-445-15, GGC-417-15, GGC-433-15, GGC-208-13, GGC-299-14, GGC-302-15, GGC-351-15, GGC-418-15, GGC-383-15, GGC-384-15, GGC-418-15, GGC-426-15, GGC-425-15, GGC-375-15, GGC-424-15, GGC-399-15, GGC-444-15, GGC-418-15	1.969,24	0,00	- En el primer trimestre se registro los usuarios beneficiados para la vigencia 2017 con recursos del 2017, es decir que durante la vigencia 2015 se suscribieron contratos que comprometen recursos de la vigencia fiscal 2017 que buscan beneficiar a 3905 usuarios, los contratos son GGC-416-15, GGC-430-15, GGC-385-15, GGC-391-15, GGC-446-15, GGC-427-15, GGC-349-15, GGC-350-15, GGC-374-15, GGC-419-15, GGC-422-15, GGC-400-15, GGC-416-15, GGC-418-15, GGC-423-15, GGC-418-15, GGC-421-15, GGC-392-15, GGC-445-15, GGC-417-15, GGC-433-15, GGC-208-13, GGC-299-14, GGC-302-15, GGC-351-15, GGC-418-15, GGC-383-15, GGC-384-15, GGC-418-15, GGC-426-15, GGC-425-15, GGC-375-15, GGC-424-15, GGC-399-15, GGC-444-15, GGC-418-15	1.990,82	0,00	- No se realizó convocatorias en la vigencia 2016 ni 2017 que buscara beneficiar a usuarios del servicio de energía. Durante la vigencia 2015 se suscribieron contratos que comprometen recursos de la vigencia fiscal 2017 que buscan beneficiar a 3905 usuarios, los contratos son , GGC-385-15, GGC-392-15, GGC-446-15, GGC-374-15, GGC-445-15, GGC-399-15, GGC-444-15, GGC-443-2015, GGC-438-2015, GGC-442-2015, GGC-441-2015, GGC-440-2015, GGC-439-2015, GGC-351-2015, GG-383-2015	1.989,34	3.407,00	- Durante la vigencia 2015 se suscribieron contratos que comprometen recursos de la vigencia fiscal 2017 que buscan beneficiar a 3407 usuarios, los contratos GGC-431-2015, GGC 437-2015, GGC-438-2015, GGC-439-2015, GGC-442-2015, GGC-443-2015, no se cumplió la meta dado que durante el mes de Diciembre se da por terminados los contratos GGC-440-2015, GGC-441-2015 DADO QUE NO SE PUDIERON EJECUTAR

7. Ejecución del Indicador									
Trimestre 1	Trimestre 2			Trimestre 3			Trimestre 4		
Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance
- No se presentó ningún acercamiento para concertar proyectos que beneficien a las comunidades indígenas.	0,00	0,00	- A la fecha aún no se han concertado proyectos para comunidades indígenas	0,00	0,00	- A la fecha aún no se han concertado proyectos para comunidades indígenas	1,00	1,00	- El Ministerio de Minas y Energía, mediante actas No. CAFAZNI 68 del 14 de noviembre de 2017 asigno recursos y se beneficiaron 4 proyectos que a través de soluciones fotovoltaicas se brinde el servicio de energía a comunidades indígenas ubicados en los departamentos de Vaupés (2), Meta y Guanía. Igualmente, en el comité CAFAER 49 del 20 de Noviembre de 2017, el Ministerio asigno recursos y se beneficiaron 2 proyectos para brindar el servicio de energía eléctrica a comunidades indígenas ubicadas en los departamentos de Chocó y Cauca.
- Usuarios beneficiados de los estratos 1 y 2 pertenecientes a las áreas especiales	1.987.999,00	1.929.027,00	- Usuarios beneficiados para los estratos 1 y 2 en las áreas de servicio especial.	1.987.999,00	1.971.576,00	- Usuarios beneficiados para los estratos 1 y 2 en las áreas de servicio especial.	1.987.999,00	2.034.435,00	- resoluciones emitidas con corte a diciembre 31 de 2017, las evidencias se encuentra en la carpeta Institucional del la Dirección
- Se beneficiaron usuarios de estrato 1 con los recursos de FSSRI	3.693.802,00	3.805.920,00	- Se beneficiaron usuarios de estrato 1 con los recursos de FSSRI	3.693.802,00	3.805.920,00	- Se beneficiaron usuarios de estrato 1 con los recursos de FSSRI	3.693.802,00	3.840.404,00	- Se beneficiaron usuarios de estrato 1 con los recursos de FSSRI
- Se beneficiaron usuarios de estrato 3 con los recursos de FSSRI	4.429.809,00	4.405.191,00	- Se beneficiaron usuarios de estrato 2 con los recursos de FSSRI	4.429.809,00	4.429.809,00	- Se beneficiaron usuarios de estrato 2 con los recursos de FSSRI	4.429.809,00	4.498.189,00	- Se beneficiaron usuarios de estrato 2 con los recursos de FSSRI
- Se beneficiaron usuarios de estrato 3 con los recursos de FSSRI	2.504.142,00	2.536.520,00	- Se beneficiaron usuarios de estrato 3 con los recursos de FSSRI	2.504.142,00	2.504.142,00	- con recursos de FSSRI	2.504.142,00	2.650.622,00	- Se beneficiaron usuarios de estrato 3 con los recursos de FSSRI
- Se expide resolución 40234 de marzo 24 de 2017, con modificaciones parciales. Se define borrador de proyecto general.	1,00	0,10	- Se expide resolución 40590 del 23 de junio de 2017, con suspensión de requisitos gráficos para facilitar la certificación de tercera parte. Borrador de modificación general es revisado por la Oficina Asesora Jurídica y el Director de Energía. Se envía a DEE el proyecto actualizado y documento de atención de comentarios el 12 de mayo a la espera de orden para efectuar publicación nacional.	0,00	1,00	- Se tramita y expide resolución 40951 del 15 de septiembre de 2017, para ampliar vigencia y uso del mecanismo de "Declaración de Proveedor", para demostrar conformidad. Se publica nuevamente para comentarios nacionales del 18 al 29 de septiembre el proyecto de actualización general del RETIQ (Ver Foros en consulta Ciudadana)	0,00	3,90	- Durante 2017 se elaboraron y tramitaron 3 actos administrativos para facilitar la implementación del RETIQ, correspondientes con las resoluciones 40234, 40590 y 40951. Igualmente en diciembre se publicó el proyecto de actualización general, junto con la matriz de comentarios y las respuestas a los mismos, con ocasión de la publicación del anteproyecto realizada en el mes de septiembre.
- Durante el trimestre se respondieron mas de 300 solicitudes escritas , al rededor de 250 consultas telefónicas y alrededor de 150 correos	100,00	100,00	- Durante el segundo trimestre se atendieron más de 300 solicitudes escritas , al rededor de 100 consultas telefónicas y unos 100 correos electrónicos.	100,00	100,00	- Durante el tercer trimestre se atendieron 270 solicitudes radicadas en el sistema de correspondencia P8 (Ver relación anexa), asociadas a consultas y conceptos, en adición a las consultas telefónicas y lectura de correos electrónicos.	100,00	100,00	- Durante 2017 se gestionaron conceptos y consultas asociadas al RETIE en cantidad total de 882, siendo 240 correspondientes al cuarto trimestre. Dada la gran cantidad de solicitudes menos del 0,4% requirieron un tiempo mayor de respuesta.
- Se atendieron 56 solicitudes de concepto sobre aplicación e interpretación de reglamentación técnica.	100,00	100,00	- Se atendieron 76 solicitudes de concepto sobre aplicación e interpretación de reglamentación técnica. Ver sistema de correspondencia P8 y carpetas de archivo en DEE	100,00	100,00	- Durante el tercer trimestre se atendieron respectivamente 43 y 41 solicitudes radicadas en el sistema de correspondencia P8 (Ver relación anexa), asociadas a consultas y conceptos sobre RETILAP y RETIQ, en adición a las consultas telefónicas y lectura de correos electrónicos. Algunas solicitudes corresponden con los procesos de actualización de los reglamentos, con respuesta en fotos o mediante proyectos de resolución en trámite..	100,00	100,00	- En el año 2017 se atendieron consultas y conceptos asociadas a los reglamentos técnicos RETILAP y RETIQ en tiempo. De RETILAP un total anual de 174, siendo 44 durante el cuarto trimestre. De RETIQ un total anual de 124, siendo 17 durante el cuarto trimestre.
- Se efectuó capacitación en Reglamentación Técnica - RETIQ y herramientas de promoción en seccionales de la DIAN en Rioacha, Maicao, Pasto, Buenaventura, Cúcuta, Igualmente con el CONTE a Asociaciones de Técnicos Electricistas y Corporaciones ambientales en Popayán, Manizales, Villavicencio, Neiva, Ibagué, Montería y Cartagena, en total 18 eventos, incluyendo el Congreso Nacional de Municipios.	4,00	2,00	- Se atienden presentaciones el 26 y 27 de mayo en evento "Reglamento Técnico de Iluminación y Seguridad eléctrica" Organizado por el Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano en Popayán. Se atiende presentación solicitada por el SENNA en el marco del "I Congreso Internacional Fórmula SenaEco+2017" el 13 de junio.	3,00	2,00	- Se efectúan conferencias en Universidad Nacional "Impactos y retos del RETIQ" (Septiembre) y Congreso Internacional ACAIRE (julio)	4,00	2,00	- Durante de 2017 se realizaron eventos de difusión en coordinación con el Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano del MME, el Proyecto de Normalización y Etiquetado GEF. PNUD-UPME, así como en conjunto con el Consejo Nacional Profesional de Técnicos Electricistas, difundándose temáticas de: Objetivos legítimos, Subsistema Nacional de la Calidad, Alcances, requisitos y roles de los técnicos electricistas, Esquema de demostración de la conformidad. Sin incluir reuniones de trabajo con partes interesadas, de los 27 eventos en los que participó la Dirección de Energía Eléctrica en 24 se enfatizó en temáticas del RETIQ y el RETILAP. Ver consolidado anexo.
- se desarrollaron reuniones con partes interesadas para enterarlos de los ajustes y discutir aspectos controvertibles	4,00	6,00	- Se realizaron reuniones con partes interesadas y publico en general para dar a conocer los ajustes al reglamiento	4,00	3,00	- Se realizó participación en Evento de Cámara Colombiana de Energía y Dos reuniones con entidades del SICAL y empresas productoras.	0,00	0,00	- Durante de 2017 se realizaron eventos de difusión en coordinación con el Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano del MME, así como en conjunto con el Consejo Nacional Profesional de Técnicos Electricistas, así como con la Cámara Colombiana de la Energía y la Asociación de Tableristas Eléctricos de Colombia - ATEC, difundándose temáticas de Objetivos legítimos, Subsistema Nacional de la Calidad, Alcances, requisitos y roles de los técnicos electricistas, Esquema de demostración de la conformidad. Sin incluir reuniones de trabajo con partes interesadas, de los 27 eventos en los que participó la Dirección de Energía Eléctrica en 13 se enfatizó en temas del RETIE. Ver consolidado anexo.
	0,00	0,00		0,00	0,00	- El PIEC a la fecha no presenta cambios por cuanto su periodo es del 2016-2020 y es elaborado por la UPME, y se puede evidenciar en el siguiente link http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/PIEC_2016-2020_PublicarDic202016.pdf	1,00	1,00	- El Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica se formuló para el periodo 2013-2017

7. Ejecución del Indicador									
Trimestre 1	Trimestre 2			Trimestre 3			Trimestre 4		
Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance
- se han realizado reuniones con las partes interesadas, el documento se remitirá al Min Comercio y al SIC para sus conceptos	0,00	0,00	- Continúa con ajustes por requerimientos de tener en cuenta el análisis de impacto normativo.	0,00	0,50	- Se adelanta acopio de documentación para continuar con definición de anteproyecto del Anexo General. Se envía para comentarios de CREG.	1,00	0,30	- Se adelanta proceso para contratación y ejecución del Análisis de Impacto Normativo - AIN. Se reciben comentarios de la CREG en noviembre. Se avanza en revisión de borrador de RETIE en componente Productos. Se define esquema general de demostración de conformidad para productos y se atiende solicitud de equivalencia de reglamentos técnicos con Ecuador. AIN y Borradores disponibles en carpetas institucionales.
- Se expidió la Resolución 40098 del 7 feb 2017, por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2016-2030 Se participó en la reunión del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (28 feb)	0,00	0,25	- Por requerimiento de la UPME se expidió la Res No. 40404 del 15 mayo 2017, por la cual se modifican las Resoluciones MME 40029 de 205, 40095 de 2016 y se adiciona la Res MME 40098 de 2017, todas relacionadas con los Planes de expansión de Referencia Generación- Transmisión 2014-2028, 2015-2029, 2016-2030 respectivamente. Se participó en el Comité de Planeamiento de la Transmisión CAPT del 10 de mayo de 2017, en el cual se trataron los principalmente los siguientes aspectos: Resolución UPME sobre procedimientos solicitudes de conexión al SIN, seguimiento de obras del STN y STR, Análisis preliminares de la Subestación La protada, informe de planeamiento operativo, entre otros.	0,00	0,25	- Se participó en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión No. 159 del 28 de julio de 2017, No. 160 del 13 de sep de 2017 y 161 del 27 de sep de 2017	1,00	0,25	- En febrero de 2017 se adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión 2016-2030 a través de la resolución MME No. 40098 de feb de 2017. Actualmente se está trabajando en la elaboración por parte de la UPME del Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión PERGT 2017-2031, el cual se encuentra en consulta pública en la página de la Unidad, para posterior adopción por parte del Ministerio. Adicionalmente se asistió como invitado al Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión No. 162 del 24 de nov 2017, en el cual se le dio aval al documento PERGT 2017-2031
- Se ha avanzado en la actualización del RETILAP mediante la realización de reuniones para recibir, presentar y discutir las propuestas concretas sobre requisitos a modificar. En página web se han publicado los siguientes documentos que dan cuenta del avance: Cronograma de Reuniones actualizado a junio de 2017; Acta de reunión del 24 de mayo; Documento borrador: Alcance, definiciones y requisitos generales, actualizado a 24 de mayo de 2017; Documento borrador: Fuentes luminosas 1, bases y sockets, actualizado a 1 de junio de 2017; Acta de reunión del 1 de junio; Documento borrador: Fuentes luminosas 2. Luminarias actualizado a 21 de junio de 2017; Acta de reunión del 7 de junio; Acta de reunión del 14 de junio; Documento borrador: Balastos, drivers y otros productos a 21 de junio de 2017; Documento borrador: Evaluación de conformidad a 27 de junio de 2017; Acta de reunión del 21 de junio	0,00	0,15	- Se avanza en la actualización del RETILAP se han realizado reuniones para recibir, presentar y discutir las propuestas concretas sobre requisitos a modificar, publicándose en la página web del ministerio los siguientes documentos: Cronograma de Reuniones actualizado a junio de 2017 Acta de reunión del 24 de mayo Documento borrador: Alcance, definiciones y requisitos generales, actualizado a 24 de mayo de 2017 Documento borrador: Fuentes luminosas 1, bases y sockets, actualizado a 1 de junio de 2017 Acta de reunión del 1 de junio Documento borrador: Fuentes luminosas 2. Luminarias actualizado a 21 de junio de 2017 Acta de reunión del 7 de junio Acta de reunión del 14 de junio Documento borrador: Balastos, drivers y otros productos a 21 de junio de 2017 Documento borrador: Evaluación de conformidad a 27 de junio de 2017 Acta de reunión del 21 de junio	1,00	0,15	- Se amplió la agenda de reuniones, realizándose hasta el mes de agosto de 2017. Temas tratados diseño de iluminación, proyectos de alumbrado público e interventoría. Documentos de actas y borradores disponibles en: https://www.minminas.gov.co/en/retilap . Se recibe presentación de Estudio del DNP sobre Alumbrado Público, realizado por EV Consultores. el 26 de septiembre.	0,00	0,05	- Se adelanta proceso para contratación y ejecución del Análisis de Impacto Normativo - AIN. Se define esquema general de demostración de conformidad para productos y se atiende solicitud de equivalencia de reglamentos técnicos con Ecuador. Se recibe información de DNP sobre estudio solicitado desde 2016 de la política en AP, AIN y Borradores disponibles en carpetas institucionales.
-	0,00	0,00	-	0,00	0,15	- Se revisa gestión previa para recibir de UPME - Py ONUDI aporte de estudios asociados a eficiencia energética para inclusión en proyecto reglamentario. Se adelanta acopio de documentación para determinar avance en preparación del Anexo General.	1,00	0,45	- Durante 2017 se avanzó en la gestión solicitada en 2016 sobre análisis del borrador y recomendaciones de eficiencia energética, aprovechando Proyecto de Cooperación con ONUDI en coordinación con UPME, recibiendo dos documentos en noviembre preparados por la Universidad de Antioquia. En trimestre anterior se concluyó análisis del proyecto del Reglamento Técnico de Instalaciones Térmicas realizado por la Dirección de Energía con apoyo de un pasante de la Universidad Distrital. Lo anterior, como estrategia para regular de manera más integral el uso de la energía en usos térmicos, complementando el alcance del RETIQ y avanzando en calderas.
- Se concluye consultoría para el desarrollo del SIETIQ y la consultoría del experto internacional para apoyar fortalecer las actividades de los evaluadores de conformidad. Se continúa la ejecución de otras actividades con apoyo de la Asistente Técnica dispuesta por el Py, GEF/PNUD para el MME.	2,00	1,00	- Se realiza actividad taller de cierre de proyecto. Se elabora documento del taller "Etiquetado como Promotor del Crecimiento Verde". Se continúa con elaboración y seguimiento de ejecución de Consultorías para actualización de Herramienta Ranking y de otros productos a ser incluidos en el RETIQ.	2,00	1,00	- Se concluye consultoría para adecuación de herramientas informáticas. Disponibles en: http://www.etiquetaenergetica.gov.co/herramientas/web/	1,00	1,00	- Durante 2017 se participó activamente el las siguientes consultorías contratadas por el Proyecto GEF/PNUD/UPME para facilitar la implementación del RETIQ: Consultoría para la puesta en marcha del Sistema de Información del Etiquetado - SIETIQ adelantada por el consultor Bruno Mejía; Consultoría para apoyar las actividades de los evaluadores de conformidad con desarrollo de Normas Sectoriales de Competencia Laboral NSCL adelantada por el Dr Hugo Guerrero; Consultoría para hacer modificaciones a las herramientas informáticas para promover el etiquetado, adelantada por la firma Dominio Estudio. Se hace evento de cierre del proyecto obteniéndose el documento " Etiquetado como promotor del crecimiento verde en Colombia"; Se finaliza la consultoría de apoyo técnico asistencial a la Dirección de Energía Eléctrica-MME adelantada por parte de la Ingeniera Yenny Beatriz Angel Román.
- valor comprometido en actas cafaer 44-45-46-47 y 48	0,00	0,00	- No se realizaron comités para asignación de recursos en el trimestre.	0,00	0,00	- No se realizaron comités CAFER para asignación de recursos en el trimestre, por lo que no se comprometieron nuevos recursos	120.000.000.000,00	24.837.044.596,00	- En Comité Cafaeer 49 de 2017 se asignan recursos por valor de \$ 24.837.044.596 para un total acumulado de \$ 141.000.000.000 en la vigencia
- Recursos obligados en el primer trimestre	0,00	4.341.803.675,00	- Recursos obligados en el segundo trimestre	0,00	1.497.830.525,00	- Pagos autorizados a 30 de septiembre de 2017	141.000.000.000,00	51.436.169.118,00	- Valor registrado en SPI el 28-12-2017.
- Usuarios beneficiados mediante recursos aprobados en comités Cafaeer actas 44-45-46-47-48	0,00	0,00	- No se asignaron recursos para beneficiar a usuarios existentes. No se realizaron Comités Cafaeer	0,00	0,00	- No se asignaron recursos para beneficiar a usuarios existentes. No se realizaron Comités Cafaeer	0,00	0,00	- Durante el trimestre considerado se comprometieron recursos en comité Cafaeer 49-2017 solo para ampliación de cobertura no para mejoramiento;; por tanto no se beneficien nuevos usuarios con mejoramiento de redes

7. Ejecución del Indicador									
Trimestre 1	Trimestre 2			Trimestre 3			Trimestre 4		
Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance	Val Planeado Trim	Val Ejecutado Trim	Detalle Avance
- Durante la vigencia 2015 se suscribieron contratos que comprometen recursos de la vigencias fiscal 2017 los contratos son GGC-431-2015, GGC-437-2015, GGC-438-2015, GGC-439, GGC-440-2015, GGC-441-2015, GGC-442-2015, GGC-443-2015	5.719.688.671,06	0,00	- En el primer trimestre se registro todos los recursos apropiados de la vigencia 2017, es decir que durante la vigencia 2015 se suscribieron contratos que comprometen recursos de la vigencias fiscal 2017 los contratos son GGC-431-2015, GGC-437-2015, GGC-438-2015, GGC-439, GGC-440-2015, GGC-441-2015, GGC-442-2015, GGC-443-2015	5.782.542.392,72	0,00	- En el primer trimestre se registro todos los recursos apropiados de la vigencia 2017, es decir que durante la vigencia 2015 se suscribieron contratos que comprometen recursos de la vigencias fiscal 2017 los contratos son GGC-431-2015, GGC-437-2015, GGC-438-2015, GGC-439, GGC-440-2015, GGC-441-2015, GGC-442-2015, GGC-443-2015	5.782.542.392,72	0,00	- En el primer trimestre se registro todos los recursos apropiados de la vigencia 2017, es decir que durante la vigencia 2015 se suscribieron contratos que comprometen recursos de la vigencias fiscal 2017 los contratos son GGC-431-2015, GGC-437-2015, GGC-438-2015, GGC-439, GGC-440-2015, GGC-441-2015, GGC-442-2015, GGC-443-2015
- Recursos obligados en el primer trimestre	0,00	73.176.548,00	- Recurso obligados durante el segundo trimestre	0,00	2.479.584.993,00	- Se realizaron pagos de los contratos GGC-437-2015, GGC-431-2015, GGC-439-2015, GGC-392-2015	40.491.608.407,00	5.196.836.823,00	- Se realizaron pagos de los contratos GGC-445-2015, GGC-438-2015, GGC-351-2015, GGC-392-2015, GGC-431-2015, GGC-439-2015, GGC-399-2015, GGC-444-2015, GGC-385-2015, GGC-446-2015, GGC-437-2015
- se adelanta informe y se archiva en la carpeta compartida	1,00	1,00	- Se presento el informe de seguimiento a los contratos	1,00	1,00	- se presento informe	1,00	1,00	- se presento informe
- en CAFAZNI de diciembre de 2016, se asignaron recursos a proyectos de la vigencia 2017	32.500.000.000,00	126.480.584,00	- Durante el segundo trimestre se obligo la suma de \$126.480.584	32.500.000.000,00	41.833.689.052,00	- recursos asignados en comite CAFAZNI DE DICIEMBRE DE 2016 Y SEGUIMIENTO A CONTRATOS	32.500.000.000,00	127.293.389.703,50	- recursos asignados en comités CAFAZNI en la vigencia de 2017
- Recursos obligados en el trimestre	0,00	126.480.584,00	- Recursos obligados segundo trimestre	0,00	563.561.520,77	- SE hicieron pagos del contrato GGC-394-2017 y seguimiento a contratos	130.000.000.000,00	81.006.117.931,40	- SE hicieron pagos a contratos y por seguimiento a contratos
- Recursos asignados de la Resolución de Marzo sobre el numero de Usuarios beneficiados.	15.741,18	26.204,00	- Se asignaron recursos mediante Resoluciones N. 4 0030, 4 0031, 4 0032 del 25 de Abril de 2017 y Resoluciones N. 5 0022 de 5 Mayo de 2017 y Resolución N. 5 0048 de 25 Mayo de 2017.	16.539,76	10.397,00	- Se asignaron recursos mediante Resoluciones N. 4 0993, 4 0994 del 28 de Septiembre de 2017.	16.539,76	20.339,00	- resoluciones emitidas con corte a diciembre 31 de 2017, las evidencias se encuentra en la carpeta Institucional del la Dirección
- Se asignaron recursos por medio de la resolución No. 4 0256 del 29 de Marzo de 2017, las resoluciones de los meses de Enero y febrero se expedirán posteriormente.	30.807.614.667,50	50.548.767.224,00	- Se asignaron recursos mediante Resoluciones N. 4 0030, 4 0031, 4 0032 del 25 de Abril de 2017 y Resoluciones N. 5 0022 de 5 Mayo de 2017 y Resolución N. 5 0048 de 25 Mayo de 2017.	30.807.614.667,50	20.498.066.992,00	- El valor de los recursos girados corresponde a las resoluciones emitidas en el mes de septiembre mediante las cuales se reconocieron los consumos de los meses de mayo y junio reportados por la empresas beneficiarias del fondo	30.807.614.667,50	41.379.385.238,00	- Este valor no tiene en cuenta la Resolución 4 1482 del 27 de Diciembre de 2017.
- Se asignaron recursos mediante Resolución N. 4 0256, de 29 de Marzo de 2017.	25,00	39,00	- Se asignaron recursos mediante Resoluciones N. 4 0030, 4 0031, 4 0032 del 25 de Abril de 2017 y Resoluciones N. 5 0022 de 5 Mayo de 2017 y Resolución N. 5 0048 de 25 Mayo de 2017.	25,00	16,00	- Se otorgaron recursos mediante resoluciones 4 0993 y 4 0994 del 28 de Septiembre del 2017	25,00	32,00	- Se otorgaron recursos mediante resoluciones 4 1125 4 1201 4 1381 y 4 1482 del cuarto trimestre del 2017
- No registra avance	0,00	0,00	- No registra avance	0,00	1,00	- esta en elaboración y revisión de documento	1,00	0,00	- DOCUMENTO PROPUESTA PARA POSIBLES MEDIDAS A OPTAR EN EL FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS – FSSRI
- Recursos asignados sobre la cantidad de usuarios subsidiados de los estratos 1, 2 y 3	16.769,48	2.909,00	- Recursos asignados sobre la cantidad de usuarios subsidiados de los estratos 1, 2 y 3	16.953,76	72.515,00	- Porcentaje ejecutado de la vigencia fiscal teniendo en cuenta que para las necesidades el valor apropiado corresponde a un 43%	16.953,76	33.753,00	- Recursos asignados sobre la cantidad de usuarios subsidiados de los estratos 1, 2 y 3
- Porcentaje ejecutado de la vigencia fiscal teniendo en cuenta que para las necesidades el valor apropiado corresponde a un 43%	10,00	2,32	- Porcentaje ejecutado de la vigencia fiscal teniendo en cuenta que para las necesidades el valor apropiado corresponde a un 43%	10,00	44,23	- Porcentaje ejecutado de la vigencia fiscal teniendo en cuenta que para las necesidades el valor apropiado corresponde a un 44,23% incluida adición	13,00	21,33	- Porcentaje ejecutado de la vigencia fiscal teniendo en cuenta que para las necesidades el valor apropiado corresponde a un 44,23% incluida adición
- Valor girado para pagar el rezago del año 2016 correspondiente a el cierre del tercer trimestre y el cuarto trimestre del SIN y los pagos realizados para el año 2017 del ZNI	186.107.234.163,76	31.269.316.194,00	- Valor girado pagos realizados para el año 2017 del ZNI	188.152.368.605,12	779.367.630.750,00	- Pagos en resoluciones	188.152.368.605,12	370.913.890.887,00	- Pagos en resoluciones
- Se hicieron comentarios a la propuesta sobre la Parte II del Tratado Energetico Suramericano (13 ene). Se enviaron comentarios a la programación resultados esperados al plan de trabajo PMUREE de Proyecto Mesoamerica (31 ene). Se trabajó la presentación para el Gabinete Binacional Col- Ecu (feb). Se hizo reunión de seguimiento del Proy Intercx Col-Pan (6 feb). Se revisó el doc Bases para la toma desiciones Taller visión estratégica II proyecto Mesoamerica (17 feb).Se revisaron los documentos sobre la Propuesta de Declaración de San José y declaraciones sectoriales (23 feb) Respuesta requerimiento de la OPyGI sobre posibles temas de interés con Egipto(24 feb). Se ajustaron las matrices sobre la agenda de cooperación y la matriz de MoUs (27 feb). Se trabajó la información de insumo para la matriz de Cumbre de las Américas (15 mar).	0,00	0,25	- Se asistió a videoconferencia del PMUREE (24 abril) y se remitieron comentarios al cronograma de actividades propuesta para desarrollar el Plan de Trabajo 2017-2019 y a la propuesta de TdR para la elaboración de un estudio para la evaluación del impacto de normas de eficiencia energética (28 abr). Se enviaron comentarios al documento propuesto de procedimiento de evaluación de la conformidad-PEC (jun12). Se participó en el Comité de Cooperación Internacional del sector minero-energético (25 abr) y se hicieron comentarios al acta. Se actualizaron los avances en la agenda de cooperación internacional y Memorandos de entendimiento para presentación en el Comité. Se realizó reunión con la OPyGI para tratar temas de la agenda bilateral Colombia-Corea (22 mayo) y Colombia Perú (1 jun)	0,00	0,25	- Se hicieron comentarios al MoU con Austria, se requirió informe actualizado Intercx Col- Pan con corte ago 2017, se diligenció formato de acciones sobre zona de integración fronteriza Col- Ecu, se atendió requerimiento de temas de cooperación con Filipinas, Emiratos Arabes, Brasil y Países Bajos, Se remitió a la OPyGI la Agenda de Energía y la matriz de MoUs, se realizaron videoconferencias en el marco del PMUREE los días 5 de julio, 17 de ago y 1 de sep de 2017 en las cuales se trabajó propuesta de procedimiento de evaluación de la conformidad.	1,00	0,25	- Se hicieron comentarios a la contrapropuesta de MoU con Austria (14 dic), se asistió al VI Comité de Cooperación Internacional (23 nov);Se remitió a la OPyGI información ejecutiva sobre proyectos puestos en operación en el área de frontera Colombia- Ecuador (27 oct); Se remitió a la OPyGI manifestación de voluntad de apoyar técnicamente la propuesta de cooperación con El Salvador (26 dic); Se hizo reunión de seguimiento del proyecto de Interconexión Colombia- Panamá (5 dic); Se remitió a la OPyGI los comentarios de la Dirección de Energía acerca de la Enmienda de Kigali al protocolo de Montreal (30 Oct); Se hizo la revisión de documentación de OLADE sin tener comentarios de fondo (27 nov)

Val Evidenciado Trim 1	Val Evidenciado Trim 2	Val Evidenciado Trim 3	Val Evidenciado Trim 4	Valor Evidenciado Acumulado	Variación Reporte Información Acumulada	Pendiente por Ejecutar respecto de lo planeado	% EJECUCIÓN VERIFICADA	PUNTAJE DE 1-10 POR INDICADOR	PUNTAJE DE 1-10 POR META	PUNTAJE DE 1-10 POR OBJETIVO	PUNTAJE FINAL
3.316,00	7.593,00	6.842,00	5.595,00	23.346,00	0,00	10.576,00	68,8%	6,88			
0,00	0,00	0,00	10.628,00	10.628,00	0,00	-8.098,00	100%	10,00	7,26		
8.077,00	0,00	0,00	1.702,00	9.779,00	0,00	5.810,00	62,7%	6,27			
955,00	0,00	221,00	0,00	1.176,00	0,00	-346,00	100%	10,00	9,16		
3.992,00	0,00	0,00	0,00	3.992,00	0,00	20.649,00	16,2%	1,62			
11.649,10	11.703,20	11.701,76	11.755,01	11.702,27	0,00	-246,27	100%	10,00	10,00		
16.609,70	16.700,70	16.698,14	16.739,64	16.687,05	0,00	-88,04	100%	10,00	8,27		
3.905,00	0,00	0,00		3.905,00	-3.407,00	3.992,00	49%	4,94	4,94		

8. Verificación OCI	
Observaciones y Comentarios	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "nuevos usuarios con cobertura de servicio de energía eléctrica conectados al Sistema de interconexión Nacional (SIN) beneficiados mediante planes de expansión de los distribuidores" a 31 de diciembre de 2017, fueron 23.346, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, en la vigencia 2017 fue 68,8% respecto de lo planeado.</p> <p>Oportunidades de Mejoramiento: Es importante que la Dirección de Energía Eléctrica verifique constantemente los valores planeados respecto de las condiciones que afectan la ejecución del indicador y solicitar a la Oficina de Planeación y Gestión Internacional las modificaciones pertinentes en el PAA de la vigencia. Lo anterior con el fin de evitar bajas ejecuciones como consecuencia de factores externos.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "nuevos usuarios conectados a las Zonas No Interconectadas (ZNI) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos" a 31 de diciembre de 2017, fueron 10.628, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, en la vigencia 2017 fue 420% respecto de lo planeado. Este avance indica que la ejecución desbordó el cumplimiento de la meta planeada.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 10.628 "nuevos usuarios conectados a las Zonas No Interconectadas (ZNI) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos", coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p> <p>Oportunidades de Mejoramiento: Para la formulación del Plan de Acción de la vigencia 2018, se sugiere revisar el valor planeado respecto del indicador "nuevos usuarios conectados a las Zonas No Interconectadas (ZNI) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos", con el fin de que lo ejecutado no desborde el cumplimiento de lo planeado.</p> <p>Adicionalmente, se concluye una inadecuada planeación de la meta establecida.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "nuevos usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos" a 31 de diciembre de 2017, fueron 9.779, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, en la vigencia 2017 fue 62,7% respecto de lo planeado.</p> <p>Oportunidades de Mejoramiento: Es importante que la Dirección de Energía Eléctrica verifique constantemente los valores planeados respecto de las condiciones que afectan la ejecución del indicador y solicitar a la Oficina de Planeación y Gestión Internacional las modificaciones pertinentes en el PAA de la vigencia. Lo anterior con el fin de evitar bajas ejecuciones como consecuencia de factores externos.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "hogares conectados al SIN pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos en la región Caribe" a 31 de diciembre de 2017, fueron 1.176, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, en la vigencia 2017 fue 142% respecto de lo planeado. Este avance indica que la ejecución desbordó el cumplimiento de la meta planeada.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 1.176 "hogares conectados al SIN pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos en la región Caribe", coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p> <p>Oportunidades de Mejoramiento: Para la formulación del Plan de Acción de la vigencia 2018, se sugiere revisar el valor planeado respecto del indicador "hogares conectados al SIN pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos en la región Caribe", con el fin de que lo ejecutado no desborde el cumplimiento de lo planeado.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "usuarios pertenecientes a zonas subnormales normalizados mediante recursos públicos en la Región Caribe" a 31 de diciembre de 2017, fueron 3.992, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017 fue 16% respecto de lo planeado.</p> <p>Oportunidades de Mejoramiento: Es importante que la Dirección de Energía Eléctrica verifique constantemente los valores planeados respecto de las condiciones que afectan la ejecución del indicador y solicitar a la Oficina de Planeación y Gestión Internacional las modificaciones pertinentes en el PAA de la vigencia. Lo anterior con el fin de evitar bajas ejecuciones como consecuencia de factores externos.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, la "capacidad instalada monitoreada de fuentes no convencionales y de energías renovables en el sistema energético SIN + ZNI" a 30 de diciembre de 2017, fue 11.702,27 MW, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017 fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 11.702,27 MW de "capacidad instalada monitoreada de fuentes no convencionales y de energías renovables en el sistema energético SIN + ZNI", coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, la "capacidad instalada monitoreada de generación de energía eléctrica en el SIN" a 31 de diciembre de 2017, fue 16.687,05 MW, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017 fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 16.687,05 MW de "capacidad instalada monitoreada de generación de energía eléctrica en el SIN", coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p>	
<p>Verificación OCI: La Oficina de Control Interno no recibió evidencia por parte de la Dirección de Energía Eléctrica de la ejecución del indicador "Usuarios con cobertura de energía eléctrica beneficiados con obras de infraestructura para mejorar el suministro de energía eléctrica en barrios subnormales con recursos del Fondo PRONE" durante el cuarto trimestre. Por lo anterior la ejecución a 31 de diciembre de 2017, es la ejecución verificada en el informe de gestión OCI-095-2017; es decir 49%.</p>	

Val Evidenciado Trim 1	Val Evidenciado Trim 2	Val Evidenciado Trim 3	Val Evidenciado Trim 4	Valor Evidenciado Acumulado	Variación Reporte Información Acumulada	Pendiente por Ejecutar respecto de lo planeado	% EJECUCIÓN VERIFICADA	PUNTAJE DE 1-10 POR INDICADOR	PUNTAJE DE 1-10 POR META	PUNTAJE DE 1-10 POR OBJETIVO	PUNTAJE FINAL
0,00	0,00	0,00	6,00	6,00	5,00	-5,00	100%	10,00	10,00		
1.997.184,00	1.929.027,00	1.971.576,00	2.034.435,00	1.983.055,50	-14.128,50	4.943,50	99,8%	9,98	9,98		
3.804.018,00	3.805.920,00	3.805.920,00	3.840.404,00	3.814.065,50	0,00	-120.263,50	100%	10,00			
4.402.990,00	4.405.191,00	4.429.809,00	4.498.189,00	4.434.044,75	0,00	-4.235,75	100%	10,01	10,00		
2.535.253,00	2.536.520,00	2.504.142,00	2.650.622,00	2.556.634,25	0,00	-52.492,25	100%	10,00			
0,00	0,00	0,00	3,00	3,00	-2,80	-2,00	100%	10,00			
100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100%	10,00			
100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100%	10,00			
19,00	2,00	2,00	2,00	25,00	1,00	-10,00	100%	10,00			
8,00	1,00	1,00	3,00	13,00	0,00	-1,00	100%	10,00			
0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	100%	10,00			

8. Verificación OCI	
Observaciones y Comentarios	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "proyectos de energización de zonas rurales identificados en concertación con las comunidades indígenas, estructurados e implementados para la ampliación de la cobertura de energía eléctrica" a 31 de diciembre de 2017, fueron 6, lo cual difiere de lo reportado en el Plan de Acción. Se establece que los proyectos de energización con comunidades indígenas son 6 y no 1 como se reporta en el PAA. Se determina que el porcentaje de ejecución es de 600% respecto de lo planeado; este avance indica que la ejecución desbordó el cumplimiento de la meta planeada.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 1 "proyectos de energización de zonas rurales identificados en concertación con las comunidades indígenas, estructurados e implementados para la ampliación de la cobertura de energía eléctrica", no coincide con lo verificado por la OCI, toda vez que según las evidencias y análisis de datos suministrados por la Dirección de Energía Eléctrica, fueron 6 los proyectos llevados a cabo. Se establece que el indicador "Proyectos de energización de zonas rurales identificados en concertación con las comunidades indígenas, estructurados e implementados para la ampliación de la cobertura de energía eléctrica", tuvo un porcentaje de ejecución de 600%, evidenciando un desbordamiento de la meta planeada.</p> <p>Adicionalmente, se concluye una inadecuada planeación de la meta establecida.</p> <p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "usuarios con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con la ejecución de recursos presupuestales del Fondo FOES" a 31 de diciembre de 2017, fueron 1.983.055, lo cual difiere de lo reportado en el Plan de Acción. Se establece que los usuarios beneficiados con el fondo FOES son 1.983.055 y no 1.997.184 como se reporta en el PAA. Se determina que el porcentaje de ejecución, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 1.997.184 "usuarios con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con la ejecución de recursos presupuestales del Fondo FOES" no coincide con lo verificado por la OCI, toda vez que según las evidencias y análisis de datos suministrados por la Dirección de Energía Eléctrica, fueron 1.983.055 los usuarios beneficiados por el fondo FOES. Se establece que el indicador "usuarios con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con la ejecución de recursos presupuestales del Fondo FOES", durante la vigencia 2017, tuvo un porcentaje de ejecución de 100%.</p> <p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "usuarios de Estratos 1 con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con subsidios del fondo FSSRI" a 31 de diciembre de 2017, fueron 3.814.065, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 3.814.065 "usuarios de Estratos 1 con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con subsidios del fondo FSSRI" coincide con lo verificado por la OCI en la evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p> <p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "usuarios de Estratos 2 con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con subsidios del fondo FSSRI" a 31 de diciembre de 2017, fueron 4.434.044, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 4.434.044 "usuarios de Estratos 2 con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con subsidios del fondo FSSRI" coincide con lo verificado por la OCI en la evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p> <p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "usuarios de Estratos 3 con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con subsidios del fondo FSSRI" a 31 de diciembre de 2017, fueron 2.556.634, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 2.556.634 "usuarios de Estratos 3 con cobertura del servicio de energía eléctrica beneficiados con subsidios del fondo FSSRI" coincide con lo verificado por la OCI en la evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p> <p>Verificación OCI: Se verificó la expedición de las resoluciones 40234, 40590 y 40591 de 2017 por medio de las cuales se modifica el RETIQ. De lo anterior se establece que a 31 de diciembre de 2017, los "actos administrativos de facilitación del reglamento RETIQ" fueron 3, lo cual difiere de lo reportado en el Plan de Acción. Se establece que los actos administrativos realizados de facilitación del reglamento RETIQ son 3 y no 5,8 como se reporta en el PAA. Se determina que el porcentaje de ejecución es de 300% respecto de lo planeado; este avance indica que la ejecución desbordó el cumplimiento de la meta planeada.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 5,8 "Actos administrativos realizados de facilitación del Reglamento RETIQ", no coincide con lo verificado por la OCI, toda vez que según las evidencias y análisis de datos suministrados por la Dirección de Energía Eléctrica, fueron 3 los actos administrativos expedidos. Se establece que el indicador "Actos administrativos realizados de facilitación del Reglamento RETIQ", tiene un porcentaje de ejecución de 300%, evidenciando un desbordamiento de la meta planeada. Adicionalmente, se concluye una inadecuada planeación de la meta establecida.</p> <p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, la atención de "conceptos externos gestionados relacionados con la reglamentación RETIE" a 31 de diciembre de 2017, fue 100%, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 100% de atención de "conceptos externos gestionados relacionados con la reglamentación RETIE" coincide con lo verificado por la OCI en la evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p> <p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, la atención de "conceptos externos gestionados relacionados con la reglamentación RETILAP y RETIQ" a 31 de diciembre de 2017, fue 100%, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 100% de atención de "conceptos externos gestionados relacionados con la reglamentación RETILAP y RETIQ" coincide con lo verificado por la OCI en la evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p> <p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "eventos realizados de divulgación de los reglamentos RETILAP y RETIQ" hechos a 31 de diciembre de 2017, fueron 25 lo cual difiere de lo reportado en el Plan de Acción. Se establece que los eventos realizados de RETILAP y RETIQ son 25 y no 24 como se reporta en el PAA. Se determina que el porcentaje de ejecución es de 167% respecto de lo planeado; este avance indica que la ejecución desbordó el cumplimiento de la meta planeada.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 24 "eventos realizados de divulgación de los reglamentos RETILAP y RETIQ", no coincide con lo verificado por la OCI, toda vez que según las evidencias y análisis de datos suministrados por la Dirección de Energía Eléctrica, fueron 25 los eventos llevados a cabo. Se establece que el indicador "Eventos realizados de divulgación de los reglamentos RETILAP y RETIQ", tiene un porcentaje de ejecución de 167%, evidenciando un desbordamiento de la meta planeada. Adicionalmente, se concluye una inadecuada planeación de la meta establecida.</p> <p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "eventos realizados de divulgación del reglamento RETIE" hechos a 31 de diciembre de 2017, fueron 13, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 13 "eventos realizados de divulgación del reglamento RETIE" coincide con lo verificado por la OCI en la evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p> <p>Verificación OCI: La Dirección de Energía Eléctrica como evidencia suministró el documento Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2016 - 2020; sin embargo no se suministró el acto administrativo mediante el cual se adoptó dicho plan, lo cual es la evidencia explícita del cumplimiento. No obstante, la Oficina de Control Interno da por cumplido el indicador al 100% con solo la formulación y documentación del PIEC.</p> <p>Observación OCI: El indicador debe ser revisado y ajustado para la vigencia 2018 de manera que se refleje la función del numeral 10 del artículo 16 del Decreto 381 de 2012, considerando la gestión real que hace la Dirección de Energía Eléctrica frente al PIEC elaborado y actualizado periódicamente por la UPME.</p>	

Val Evidenciado Trim 1	Val Evidenciado Trim 2	Val Evidenciado Trim 3	Val Evidenciado Trim 4	Valor Evidenciado Acumulado	Variación Reporte Información Acumulada	Pendiente por Ejecutar respecto de lo planeado	% EJECUCIÓN VERIFICADA	PUNTAJE DE 1-10 POR INDICADOR	PUNTAJE DE 1-10 POR META	PUNTAJE DE 1-10 POR OBJETIVO	PUNTAJE FINAL
0,00	0,00	0,00	0,68	0,68	-0,12	0,32	68%	6,80	9,00	9,00	
1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	100%	10,00			
0,00	0,00	0,00	0,63	0,63	-0,22	0,37	63%	6,30			
0,00	0,00	0,00	0,73	0,73	0,13	0,27	73%	7,30			
2,00	1,00	1,00	1,00	5,00	0,00	0,00	100%	10,00			
117.711.748.966,93	0,00	0,00	138.860.803.630,03	138.860.803.630,03	-3.687.989.932,90	-18.860.803.630,03	100%	10,00			
0,00	0,00	0,00	77.193.185.379,16	77.193.185.379,16	0,16	63.806.814.620,84	54,7%	5,47	9,77		
1.051,00	0,00	0,00	0,00	1.051,00	0,00	0,00	100%	10,00			

8. Verificación OCI	
Observaciones y Comentarios	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo acordado en las reuniones llevadas a cabo con la Dirección de Energía Eléctrica, era necesario establecer la metodología para calcular numéricamente el avance de la elaboración y actualización de los reglamentos técnico, de lo contrario aplicando la fórmula establecida para dicho cálculo, las opciones es 1 ó 0. La DEE en su comunicación 2018000474 del 3 de enero de 2018 remitió la metodología a seguir para el cálculo del avance de los reglamentos técnicos a partir del 2018; sin embargo, la metodología para calcular el avance reportado en el 2017 no fue enviada, razón por la cual la OCI utilizó la metodología allegada. De lo anterior y de acuerdo con las evidencias suministradas por la DEE respecto del REITE, se establece que el avance del indicador con corte a 31 de diciembre de 2017 es 68%, distribuido así:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Análisis de impacto normativo 5% (evidencia documento pdf AIN RETIE RETILAP) - Consulta de referencias normativas 5% - Determinación de alcance 35% - Talleres y reuniones 15% - Elaboración de borradores 8% (evidencia documento pdf Borrador RETIE instalaciones) <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 0,8, no coincide con lo verificado por la OCI, toda vez que según las evidencias y análisis de datos suministrados por la Dirección de Energía Eléctrica, dicho avance es 0,68. Se establece que el indicador "Proyecto técnico del Reglamento RETIE actualizado para aumentar la competitividad de la energía", tiene un porcentaje de ejecución de 68% a 31 de diciembre de 2017.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo verificado por la Oficina de Control Interno en la página institucional del Ministerio de Minas y Energía, el Plan de Transmisión Generación de la UPME 2016 - 2030 fue adoptado por el MME mediante Resolución 4 0098 del 7 de febrero de 2017. Por lo anterior se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017 fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: Se establece que el indicador "Proyecto Acto Administrativo Plan de Transmisión Generación de la UPME adoptado por el Ministerio de Minas y Energía" tuvo un porcentaje de ejecución del 100%, de conformidad con lo evidenciado por la OCI en el portal del MME.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo acordado en las reuniones llevadas a cabo con la Dirección de Energía Eléctrica, era necesario establecer la metodología para calcular numéricamente el avance de la elaboración y actualización de los reglamentos técnico, de lo contrario aplicando la fórmula establecida para dicho cálculo, las opciones es 1 ó 0. La DEE en su comunicación 2018000474 del 3 de enero de 2018 remitió la metodología a seguir para el cálculo del avance de los reglamentos técnicos a partir del 2018; sin embargo, la metodología para calcular el avance reportado en el 2017 no fue enviada, razón por la cual la OCI utilizó la metodología allegada. De lo anterior y de acuerdo con las evidencias suministradas por la DEE respecto del REITE, se establece que el avance del indicador con corte a 31 de diciembre de 2017 es 63%, distribuido así:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Análisis de impacto normativo 5% (evidencia documento pdf AIN RETIE RETILAP) - Consulta de referencias normativas 5% - Determinación de alcance 35% (evidencia documento pdf Esquema demostración conformidad RETILAP) - Talleres y reuniones 15% (evidencia documento cronograma reuniones RETILAP) <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 0,8, no coincide con lo verificado por la OCI, toda vez que según las evidencias y análisis de datos suministrados por la Dirección de Energía Eléctrica, dicho avance es 0,68. Se establece que el indicador "Proyecto de Reglamento RETILAP actualizado", tiene un porcentaje de ejecución de 63% a 31 de diciembre de 2017.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo acordado en las reuniones llevadas a cabo con la Dirección de Energía Eléctrica, era necesario establecer la metodología para calcular numéricamente el avance de la elaboración y actualización de los reglamentos técnico, de lo contrario aplicando la fórmula establecida para dicho cálculo, las opciones es 1 ó 0. La DEE en su comunicación 2018000474 del 3 de enero de 2018 remitió la metodología a seguir para el cálculo del avance de los reglamentos técnicos a partir del 2018; sin embargo, la metodología para calcular el avance reportado en el 2017 no fue enviada, razón por la cual la OCI utilizó la metodología allegada. De lo anterior y de acuerdo con las evidencias suministradas por la DEE respecto del REITE, se establece que el avance del indicador con corte a 31 de diciembre de 2017 es 73%, distribuido así:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Análisis de impacto normativo 8% - Consulta de referencias normativas 5% - Determinación de alcance 30% - Talleres y reuniones 15% - Elaboración de borradores 10% - Definición de Anteproyecto 5% (evidencia documento word - proyecto de resolución "Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Calderas") <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 0,6, no coincide con lo verificado por la OCI, toda vez que según las evidencias y análisis de datos suministrados por la Dirección de Energía Eléctrica, dicho avance es 0,73. Se establece que el indicador "Proyecto técnico del Reglamento RETIE actualizado para aumentar la competitividad de la energía", tiene un porcentaje de ejecución de 73% a 31 de diciembre de 2017.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, el "seguimiento realizado a la implementación del Reglamento RETIQ en cuanto a consultorías contratadas por Proyecto GEF/PNUD" que se hizo a 31 de diciembre de 2017, fueron 5, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 5 "Seguimientos realizados a la implementación del Reglamento RETIQ en cuanto a consultorías contratadas por Proyecto GEF/PNUD", coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado en el SIF, suministrado por la Oficina de Planeación y Gestión Internacional, los "recursos comprometidos del fondo FAER" a 31 de diciembre de 2017, fueron \$138.860.803.630,03, lo cual difiere en \$3.687.989.932,90 de lo reportado en el Plan de Acción. Se establece que los recursos comprometidos del fondo FAER fueron \$138.860.803.630,03 y no \$142.548.793.562,93 como se reporta en el PAA. Se determina que el porcentaje de ejecución, durante la vigencia 2017, fue 116% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir \$142.548.793.562,93 "recursos comprometidos del fondo FAER" no coincide con lo verificado por la OCI, toda vez que según las evidencias y análisis de datos suministrados por la Oficina de Planeación y Gestión Internacional, fueron \$138.860.803.630,03 los recursos comprometidos del fondo FAER. Se establece que el indicador "recursos comprometidos del fondo FAER", tuvo un porcentaje de ejecución de 116%.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado en el SIF, suministrado por la Oficina de Planeación y Gestión Internacional, los "Recursos obligados fondo FAER" a 31 de diciembre de 2017, fueron \$77.193.185.379,16, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 54,7% respecto de lo planeado.</p> <p>Oportunidades de Mejoramiento: Es importante que la Dirección de Energía Eléctrica verifique constantemente los valores planeados respecto de las condiciones que afectan la ejecución del indicador y solicitar a la Oficina de Planeación y Gestión Internacional las modificaciones pertinentes en el PAA de la vigencia. Lo anterior con el fin de evitar bajas ejecuciones como consecuencia de factores externos.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "usuarios con servicio de energía eléctrica del SIN beneficiados con mejoras en el servicio e infraestructura eléctrica mediante recursos del Fondo FAER" a 31 de diciembre de 2017, fueron 1.051, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017 fue, 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 1.051 "usuarios con servicio de energía eléctrica del SIN beneficiados con mejoras en el servicio e infraestructura eléctrica mediante recursos del Fondo FAER" coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p>	

Val Evidenciado Trim 1	Val Evidenciado Trim 2	Val Evidenciado Trim 3	Val Evidenciado Trim 4	Valor Evidenciado Acumulado	Variación Reporte Información Acumulada	Pendiente por Ejecutar respecto de lo planeado	% EJECUCIÓN VERIFICADA	PUNTAJE DE 1-10 POR INDICADOR	PUNTAJE DE 1-10 POR META	PUNTAJE DE 1-10 POR OBJETIVO	PUNTAJE FINAL
22.941.608.405,90	0,00	0,00	0,00	20.512.950.924,15	-2.428.657.481,75	2.428.657.482,85	89,4%	8,94			
2.009.883.861,00	75.092.372,40	2.479.584.993,00	5.196.836.823,00	9.759.482.225,18	0,18	30.732.126.181,82	24,1%	2,41	8,61		
0,00	0,00	0,00	4,00	4,00	0,00	0,00	100%	10,00			
0,00	0,00	0,00	127.293.389.703,50	127.293.389.703,50	84.974.152.253,62	2.706.610.296,50	97,9%	9,79	9,67	9,75	
0,00	0,00	0,00	81.719.550.496,17	81.719.550.496,17	0,00	48.280.449.503,83	62,9%	6,29			
5.289,00	26.204,00	10.397,00	20.339,00	62.229,00	0,00	3.390,00	94,8%	9,48	9,81		
10.562.770.930,00	50.548.767.224,00	20.498.066.992,00	41.379.385.238,00	122.988.990.384,00	0,00	241.468.286,00	99,8%	9,98			
8,10	38,76	15,72	31,73	94,31	-0,69	5,69	94,3%	9,43	9,43		
0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	100%	10,00			
53.935,00	2.909,00	72.515,00	33.753,00	163.112,00	0,00	-95.848,00	100%	10,00	10,00		
33,37	1,80	44,89	21,34	101,40	0,15	-58,40	100%	10,00			
579.384.652.345,00	31.269.316.194,00	779.367.630.750,00	370.913.890.887,00	1.760.935.490.176,00	0,00	1.060.580.921,00	99,9%	9,99			
0,25	0,25	0,25	0,25	1,00	0,00	0,00	100%	10,00	10,00	10,00	

8. Verificación OCI	
Observaciones y Comentarios	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado en el SIIF, suministrado por la Oficina de Planeación y Gestión Internacional, los "recursos comprometidos del fondo PRONE" a 31 de diciembre de 2017, fueron \$20.512.950.924,15, lo cual difiere en \$2.428.657.481,75 de lo reportado en el Plan de Acción. Se establece que los recursos comprometidos del fondo PRONE fueron \$20.512.950.924,15 y no \$22.941.608.407 como se reporta en el PAA. Se determina que el porcentaje de ejecución, durante la vigencia 2017, fue 89,4% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir \$22.941.608.407 "recursos comprometidos del fondo PRONE" no coincide con lo verificado por la OCI, toda vez que según las evidencias y análisis de datos suministrados por la Oficina de Planeación y Gestión Internacional, fueron \$20.512.950.924,15 los recursos comprometidos del fondo PRONE. Se establece que el indicador "recursos comprometidos del fondo PRONE", tuvo un porcentaje de ejecución de 89,4%.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado en el SIIF, suministrado por la Oficina de Planeación y Gestión Internacional, los "recursos obligados Fondo PRONE" a 31 de diciembre de 2017, fueron \$9.759.482.225,18, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 24,1% respecto de lo planeado.</p> <p>Oportunidades de Mejoramiento: Es importante que la Dirección de Energía Eléctrica verifique constantemente los valores planeados respecto de las condiciones que afectan la ejecución del indicador y solicitar a la Oficina de Planeación y Gestión Internacional las modificaciones pertinentes en el PAA de la vigencia. Lo anterior con el fin de evitar bajas ejecuciones como consecuencia de factores externos.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "informes ejecutivos del Fondo FAZNI" a 31 de diciembre de 2017, fueron 4, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 4 "informes ejecutivos del Fondo FAZNI" coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado en el SIIF, suministrado por la Oficina de Planeación y Gestión Internacional, los "Recursos comprometidos del fondo FAZNI" a 31 de diciembre de 2017, fueron \$127.293.389.703,50, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 97,9% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir \$127.293.389.703,50 "Recursos comprometidos Fondo FAZNI" coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado en el SIIF, suministrado por la Oficina de Planeación y Gestión Internacional, los "Recursos obligados Fondo FAZNI" a 31 de diciembre de 2017, fueron \$81.719.550.496,17, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 62,9% respecto de lo planeado.</p> <p>Oportunidades de Mejoramiento: Es importante que la Dirección de Energía Eléctrica verifique constantemente los valores planeados respecto de las condiciones que afectan la ejecución del indicador y solicitar a la Oficina de Planeación y Gestión Internacional las modificaciones pertinentes en el PAA de la vigencia. Lo anterior con el fin de evitar bajas ejecuciones como consecuencia de factores externos.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "recursos del fondo FOES distribuidos por usuario" a 31 de diciembre de 2017, fueron \$62.229, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 94,8% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir \$62.229 "recursos del fondo FOES distribuidos por usuario" coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p> <p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "recursos presupuestales ejecutados de la vigencia fiscal del fondo FOES" a 31 de diciembre de 2017, fueron \$122.988.990.384, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 99,8% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir \$122.988.990.384 "recursos presupuestales ejecutados de la vigencia fiscal del fondo FOES" coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, el "nivel de ejecución recursos proyectados" a 31 de diciembre de 2017, fue 94,31%, lo que difiere en 0,69% de las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 94,3% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 95% "nivel de ejecución recursos proyectados", no coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía, dado que se observa una diferencia de 0,69%.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, las "memorias justificativas modificación normatividad FSSRI" a 31 de diciembre de 2017, fue 1, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 1 "memoria justificativa modificación normatividad FSSRI" coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "recursos del fondo FSSRI distribuidos por usuario" a 31 de diciembre de 2017, fueron \$163.112, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir \$163.112 "recursos del fondo FSSRI distribuidos por usuario" coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p> <p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "recursos presupuestales aportados por la Nación del total de los subsidios requeridos por los usuarios del fondo FSSRI" a 31 de diciembre de 2017, tuvieron un avance de 101,4%, lo que difiere en 0,15% de las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 101,4%, no coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía, dado que se observa una diferencia de 0,15%.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, los "recursos presupuestales ejecutados de la vigencia fiscal del fondo FSSRI" a 31 de diciembre de 2017, fueron \$1.760.935.490.176, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 99,9% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir \$1.760.935.490.176 "recursos presupuestales ejecutados de la vigencia fiscal del fondo FSSRI" coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p>	
<p>Verificación OCI: De conformidad con lo reportado por la Dirección de Energía Eléctrica, el "apoyo realizado a la gestión energética regional e internacional" a 31 de diciembre de 2017, fue 100%, coincidiendo este valor con las evidencias suministradas. Se establece que el porcentaje de ejecución del indicador, durante la vigencia 2017, fue 100% respecto de lo planeado.</p> <p>Observación OCI: El valor ejecutado reportado en el Plan de Acción, es decir 100% del "apoyo realizado a la gestión energética regional e internacional" coincide con lo verificado por la OCI en las evidencias suministradas por la Dirección de Energía.</p>	