

## INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta las fechas previstas para entrada en operación de los proyectos asociados al Cargo por Confiable, se incluye el avance reportado por los responsables de los mismos y/o los auditores de cada uno, con fecha de corte a 30 de abril de 2016. Respecto al documento publicado con corte a diciembre de 2015, se continúa con el seguimiento a Ituango, Gecelca 3.2 y Termonorte. Asimismo, se incorpora el segundo informe de avance del proyecto de la Planta de Regasificación de Gas Natural.

Igualmente se presenta la actualización del “semáforo de alertas”, para cada uno de los proyectos. Dicha clasificación se realiza en función de la siguiente tabla, donde se contempla el cumplimiento de mínimo dos criterios, para tipificar el proyecto en alguno de los tres colores.

Tabla 1 Criterios de Clasificación Semáforo.

Rojo	Amarillo	Verde
<ul style="list-style-type: none"> <li>El proyecto presenta un retraso mayor al 30% * respecto a la curva S reportada a la CREG.</li> <li>Presenta dificultades graves en los licenciamientos ambientales, presencia de conflictos sociales y/o problemas de seguridad que comprometen el desarrollo del proyecto.</li> <li>No es posible finalizarlo en el cronograma establecido por la Curva S, es decir, no entraría en operación y cumpliría con el inicio de las Obligaciones de Energía en Firme - OEF.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El proyecto presenta un retraso hasta el 30%, respecto a la curva S reportada a la CREG.</li> <li>El Proyecto no ha iniciado construcción.</li> <li>Se identifican dificultades en los licenciamientos ambientales, presencia de conflictos sociales y/o problemas de seguridad que pueden aumentar el atraso, sin comprometer el cumplimiento de la fecha de inicio de Obligaciones de Energía en Firme - OEF.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El proyecto se encuentra dentro del cronograma de avance respecto a la curva S reportada a la CREG.</li> <li>No presenta dificultades por licenciamientos ambientales ni conflictos sociales o de seguridad.</li> </ul>

Fuente: UPME

Finalmente, acorde con los avances, alertas y estados establecidos para cada proyecto, se contrasta la proyección de la demanda de energía eléctrica de largo plazo más reciente publicada por la UPME (Octubre de 2015), con la Energía en Firme para el Cargo por Confiable – ENFICC y las Obligaciones de Energía en Firme – OEF que aportan los proyectos de generación actuales y futuros, ello considerando varios escenarios de entrada en operación.

\*Se tiene en cuenta que el tiempo estimado de un proyecto para entrar en operación puede ser de 3 a 5 años, es decir, el 30% es un atraso superior a un año.

## 1. PROYECTO ITUANGO

El proyecto está situado en el noroccidente del departamento de Antioquia, a 170 kilómetros de la ciudad de Medellín. Ocupa predios de los municipios de Ituango y Briceño, en donde se localizan las obras principales, y de Santafé de Antioquia, Buriticá, Peque, Liborina, Sabanalarga, Toledo, Olaya, San Andrés de Cuerquia, Valdivia y Yarumal, que aportan predios para las diferentes obras del proyecto. La presa estará localizada a unos 8 km aguas abajo del puente de Pescadero, sobre el río Cauca, en la vía a Ituango, inmediatamente aguas arriba de la desembocadura del río Ituango al río Cauca.

Ituango fue incluido en el grupo de Proyectos de Interés Nacional y Estratégico - PINES.

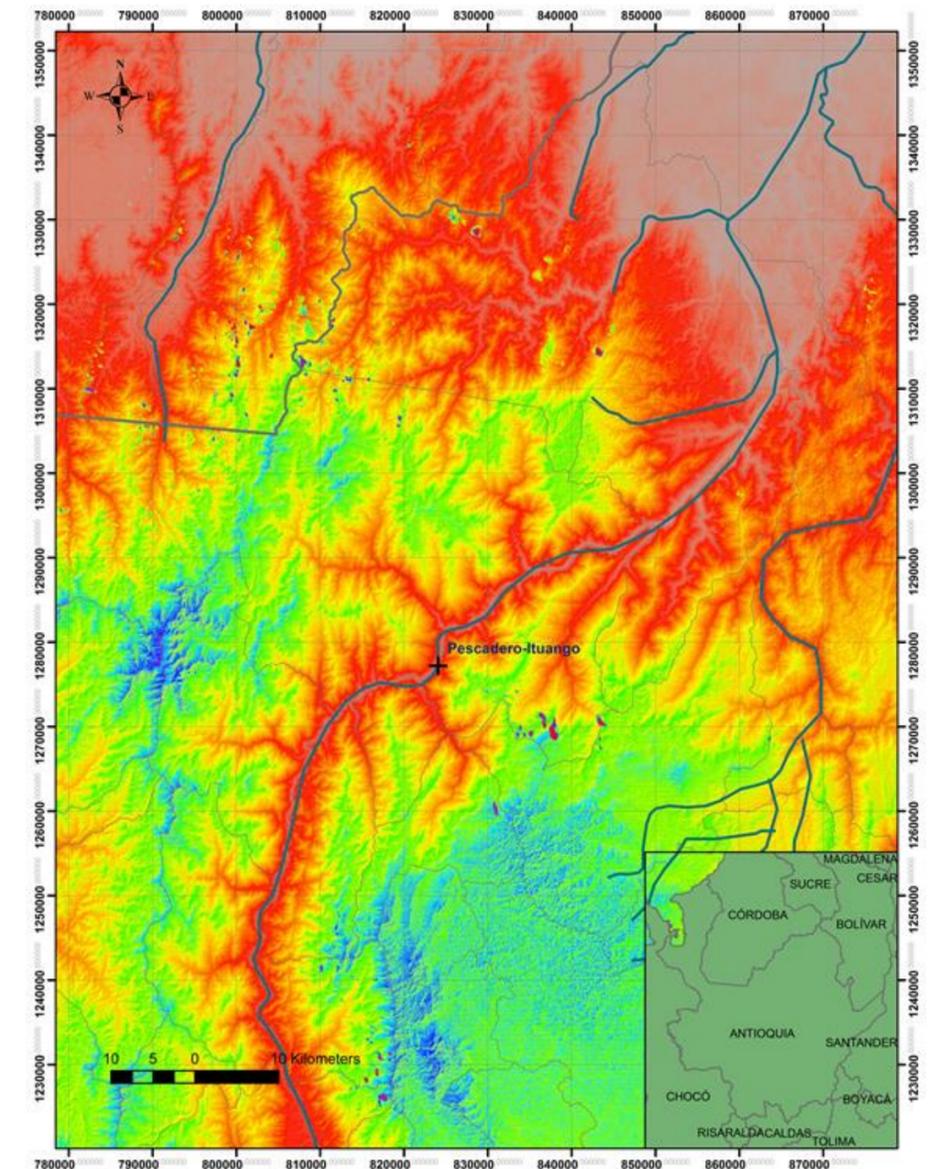
Tabla 2 Principales características del proyecto Ituango

Principales Características	
Ubicación	Ituango, Briceño, Toledo, Buriticá, Peque, Liborina. Antioquia
Promotor	EPM
Capacidad	1200 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	4567 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2018
Fecha Entrada en operación**	Noviembre 2018 (Unidad 4)

Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto, EPM.

La fecha de entrada en operación está asociada a los contratos de respaldo y ampliación de garantías por parte del Promotor.

Gráfica 1 Ubicación del Proyecto Ituango

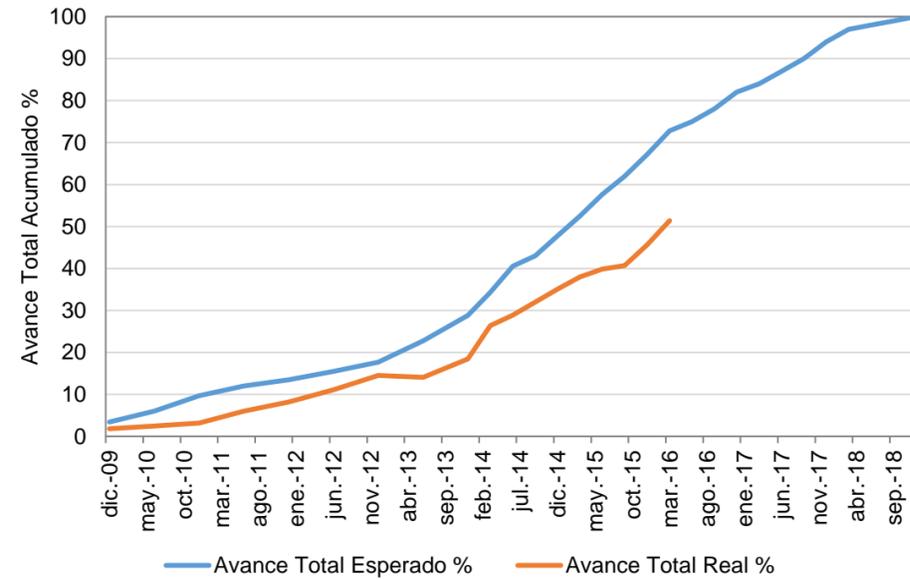


# INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – ABRIL 2016

## SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

### Curva S

Gráfica 2 Seguimiento a la Curva S Ituango



Fuente: EPM.

### 2. PROYECTO TERMONORTE

Con relación a las características técnicas, el promotor, Termonorte S.A. E.S.P., solamente ha suministrado la información asociada a su capacidad, 88 MW. A la fecha el proyecto se piensa realizar en cercanías de Santa Marta, a dos kilómetros del peaje de Neguanje, en la salida hacia Riohacha.

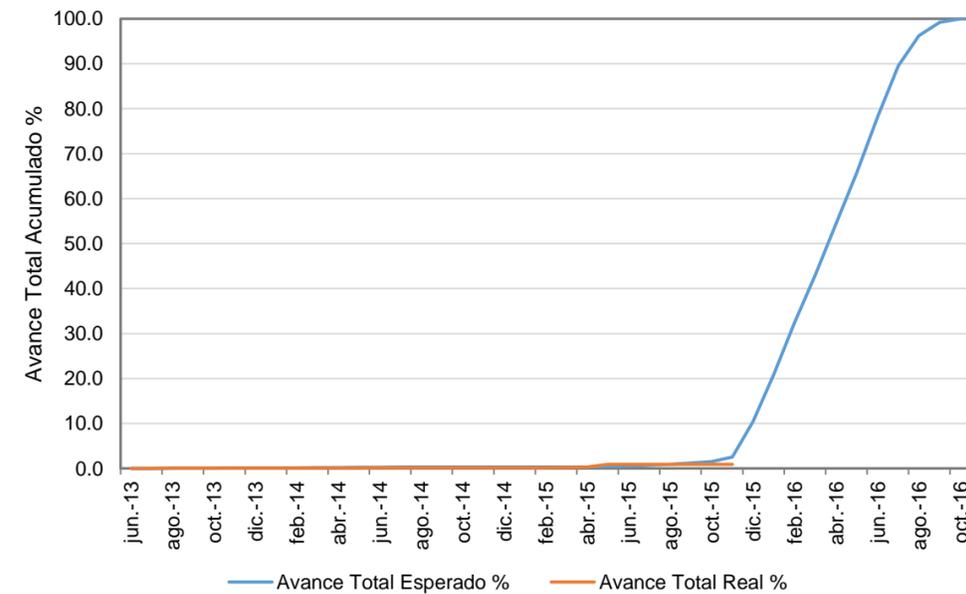
Tabla 3 Principales características del Proyecto Termonorte

Principales Características	
Ubicación	Sta. Marta, Magdalena
Promotor	Termonorte
Capacidad	88 MW
Tecnología	Térmica.
Obligación de Energía en Firme - OEF	619 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme – OEF	Diciembre 2017
Fecha Entrada en operación**	Diciembre 2017

Fuente: Informe ejecutivo XM y Auditor del proyecto.

### Curva S

Gráfica 3 Seguimiento a la Curva S Termonorte



Fuente: Auditor del Proyecto.

#### Avance

- Según el informe presentado por la auditoría del proyecto, con corte a 30 de Noviembre de 2015, el avance es del 0.905% frente al 2.54% programado en la curva "S" registrada ante la CREG.
- Termonorte reporta avance de actividades en la consecución de la licencia ambiental ante la Corporación Autónoma Regional del Magdalena, radicación del estudio de conexión ante la UPME, con corte a Abril de 2016. Sin embargo no especifica porcentaje de avance respecto a la curva S.

#### Alertas

- No se ha conseguido la Licencia Ambiental.
- No se ha producido cierre financiero ni se cuenta con contrato de suministro de combustible.
- No se tiene concepto de conexión aprobado por la UPME (el estudio finalmente fue radicado el 21 de abril de 2016).

#### Estado



#### Avance

- De acuerdo con la información reportada por EPM, el avance real es del 51.4% respecto al 72.8 % esperado según la curva S reportada ante la CREG. Fecha de corte a 30 de junio de 2015.

#### Alertas

- El avance se afectó debido a presencia de zonas geológicas inestables en los sitios de presa, plazoleta de compuertas y casa de máquinas.

#### Estado



### 3. PROYECTO GECELCA 3.2

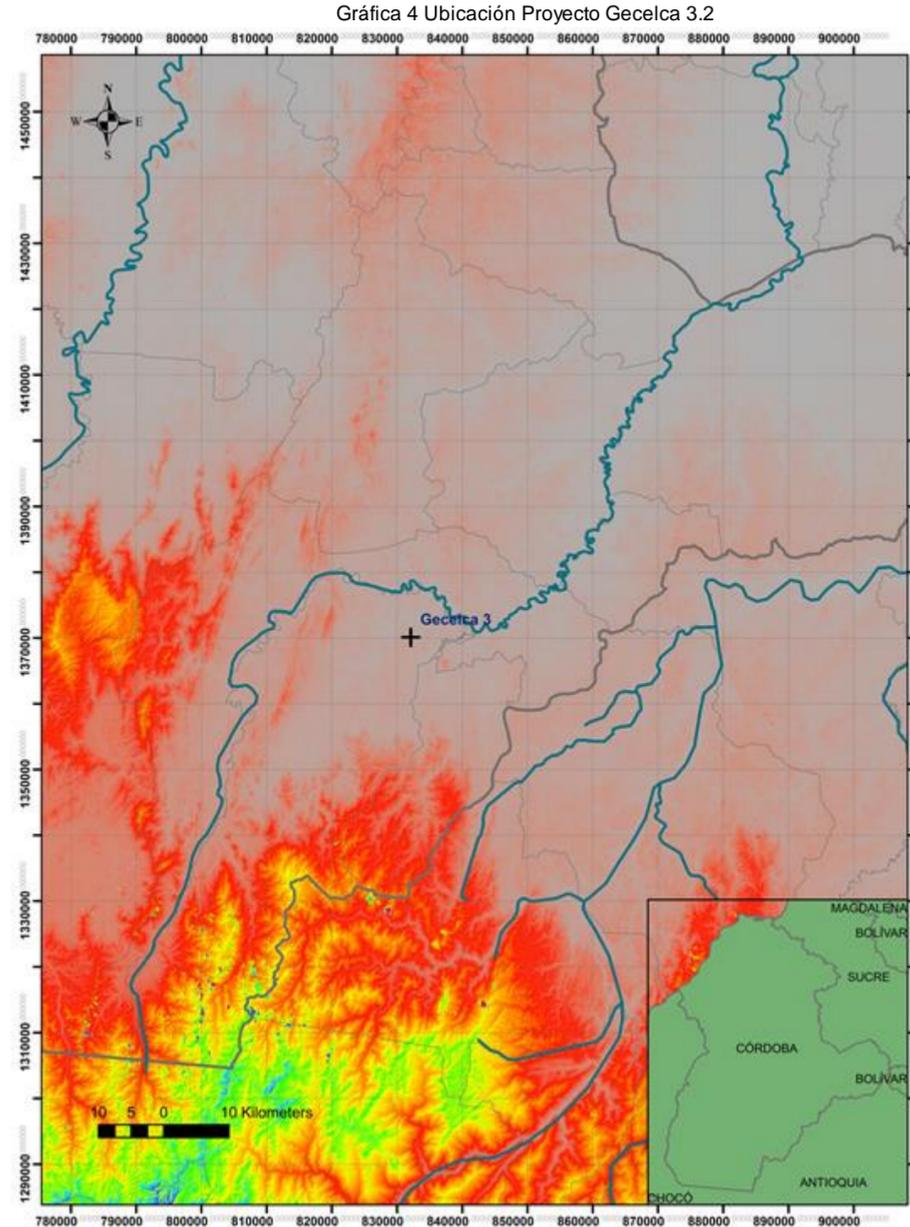
El proyecto consiste en la construcción y puesta en operación de una Central térmica con capacidad efectiva neta de 250 MW, con una unidad de vapor operado en el ciclo Rankine regenerativo. Estará localizado en el municipio Puerto Libertador, departamento de Córdoba.

El área en donde se desarrollará el proyecto ha sido concebida como Zona franca permanente especial-ZFPE. El acceso se hará a través de una vía que desde el municipio de Montelíbano conduce hasta el municipio de Puerto Libertador. A 18 km de Montelíbano, en el sitio denominado “La Balastrea”, se deriva un carretable que conduce al corregimiento de “Pica Pica” aproximadamente a 8 km de este punto, sitio en el cual está ubicado el lote del proyecto. De acuerdo a lo informado por Gecelca, el tramo carretable entre “La Balastrea” y la Central será readecuado por esta entidad, para lo cual se ensanchará, pavimentará y reconstruirá el puente sobre la quebrada San Pedro.

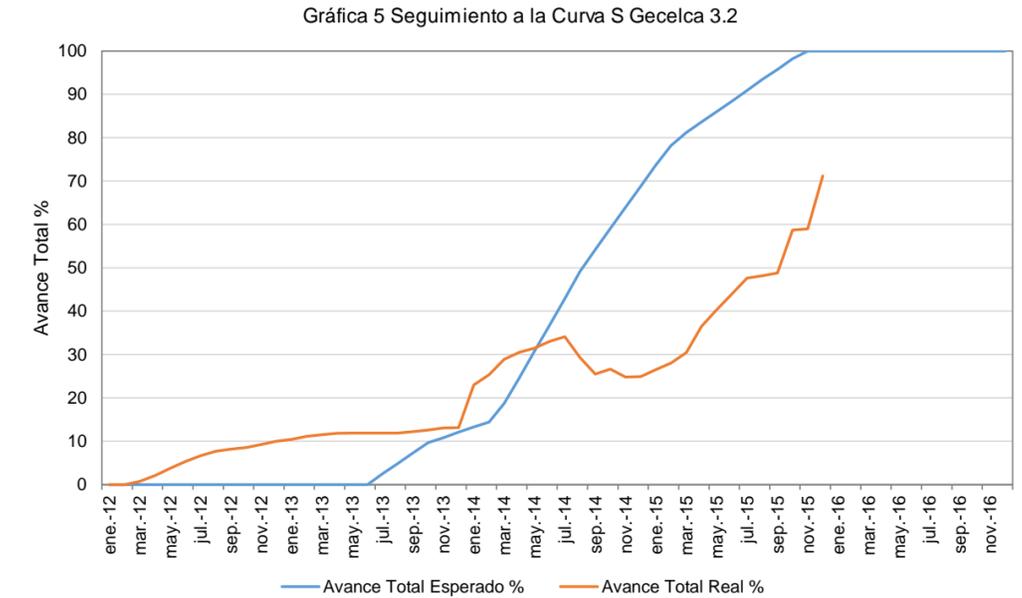
Tabla 4 Principales características Proyecto Gecelca 3.2

Principales Características	
Ubicación	Puerto Libertador. Córdoba.
Promotor	Gecelca
Capacidad	250 MW
Tecnología	Térmica. Carbón.
Obligación de Energía en Firme - OEF	1971 GWh año
Fecha inicio Obligación de Energía en Firme - OEF	Diciembre 2015
Fecha Entrada en operación**	11 de Noviembre de 2016

Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto y Gecelca.



### Curva S



Fuente: Auditor, Gecelca

#### Avance

- De acuerdo al informe del Auditor y de Gecelca, el avance del proyecto es del 71.18% frente al 100% programado según la curva S declarada ante la CREG, con fecha de corte a 31 de diciembre de 2015. Lo que representa un atraso del 28.82%, equivalente a 346 días con relación a la fecha de inicio de las OEF.

#### Alertas

- Los principales atrasos del proyecto se presentan en las obras civiles y en el montaje de los equipo.

#### Estado



#### 4. PROYECTO PLANTA REGASIFICADORA

La planta de regasificación de gas natural importado está representada por los agentes TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P., con la planta TEBSA, TERMOCANDELARIA con las plantas TERMOCANDELARIA 1 y TERMOCANDELARIA 2, y ZONA FRANCA CELSIA con la Planta FLORES I. El proyecto contempla la construcción de una terminal de regasificación en Cartagena, para abastecer a las centrales generadoras locales. La iniciativa consta de dos fases. La primera fase contempla la construcción de instalaciones marítimas, incluido el puerto, muelle, tubería de conexión y una unidad flotante de almacenamiento y regasificación con 170000 m3 de almacenamiento y 400 Mpc/día de capacidad de regasificación, respectivamente. La segunda fase considera la construcción de instalaciones de regasificación, almacenamiento y licuefacción.

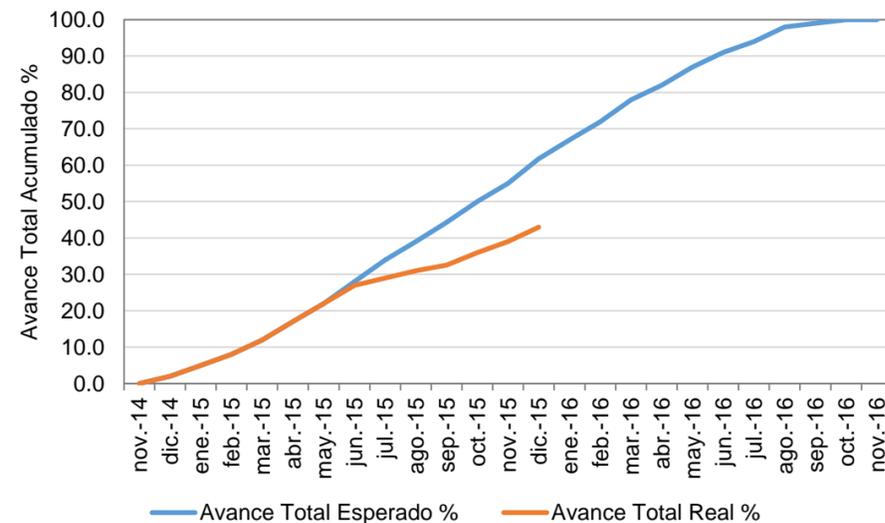
Tabla 5 Características Proyecto Planta de Regasificación

Principales Características	
Ubicación	Cartagena, Bolivar
Tipo de proyecto	Costa adentro, GNL, Midstream
Capacidad del Proyecto	400 Mpc / día GNL
Fecha Entrada en operación**	Diciembre 2016

Fuente: UPME, Auditor del proyecto.

#### Curva S

Gráfica 6 Seguimiento Curva S Aproximada Planta Regasificadora GNL.



Fuente: UPME a partir de información suministrada por Auditor.

#### Avance

- De acuerdo al informe de avance entregado por el Auditor, con fecha de corte a 15 de diciembre de 2015, el proyecto presenta un avance verificado de 43% de 61.8% esperado según la curva S declarada ante la CREG.

#### Estado

El proyecto cuenta con un atraso de 351 días con respecto al inicio del periodo de vigencia de las obligaciones (1 de diciembre de 2015)

Según lo establecido en el literal a. del artículo 2º de la resolución CREG 071 de 2014, se considera incumplimiento grave o insalvable cuando haya incumplimiento del cronograma de construcción que implique que la puesta en operación de la infraestructura de importación ocurrirá en un plazo superior a dos años contados a partir del IPVO (Inicio del Periodo de Vigencia de las Obligaciones).

#### 5. OTROS PROYECTOS

Para el presente informe de avance, se incluye el estado de algunos proyectos que no tienen asignadas Obligaciones de Energía en Firme, pero se encuentran en construcción o han sido finalizados recientemente. Estos proyectos corresponden a desarrollos hidroeléctricos de PCH ubicadas en diferentes regiones del país

Tabla 6 Seguimiento a otros proyectos de Generación sin CXC.

Proyecto	Ubicación	Capacidad	Agente	Estado
Tunjita	Macanal / Boyacá	19.8 MW	AES Chivor	Chivor ha decidido suspender los trabajos civiles del túnel de conducción desde mayo hasta diciembre de 2015, con el fin de permitir el flujo de agua libre por el túnel y asegurar así la llegada de agua adicional para el embalse "La Esmeralda"  Fecha estimada de entrada en operación Junio de 2016.

Fuente: Agentes promotores.

#### 6. ENFICC VERIFICADA Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.

A continuación se presenta la comparación entre la proyección diaria promedio de demanda de energía eléctrica de largo plazo, revisión octubre de 2015, y la Energía Firme de las plantas existentes (ENFICC verificada), agregada con las obligaciones de las centrales nuevas (carga por confiabilidad).

Lo anterior no considera las centrales Porce IV, Miel II, Termocol, Porvenir II ni Ambeima, ya que son proyectos que perdieron sus obligaciones de Energía Firme – OEF. Asimismo, se tuvieron en cuenta las fechas de entrada en operación reportadas recientemente, las cuales se listan en los informes de seguimiento a los proyectos de generación, que periódicamente publica la Unidad. Dada la entrada de El Quimbo en octubre de 2015, se retira del análisis el escenario 1, el cuál implicaba el retraso de esta importante hidroeléctrica. Adicional a El Quimbo, en diciembre de 2015 entraron en operación las siguientes plantas: San Miguel, Carlos Lleras y las dos etapas de Cucuana, lo anterior implica el retiro de los escenarios 4, 5 y 7. Las plantas Tasajero 2 y Gecelca 3 también entraron en operación, entrando a la base de ENFICC para Colombia.

Tabla 7: Escenarios considerados ejercicio de verificación de ENFICC

	Escenario 0	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 6
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida
Ituango	dic-18	dic-18	dic-19	dic-18
Gecelca 3.2	nov-16	jul-17	nov-16	nov-16
Termonorte	dic-17	dic-17	dic-17	-

Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de tabla: UPME

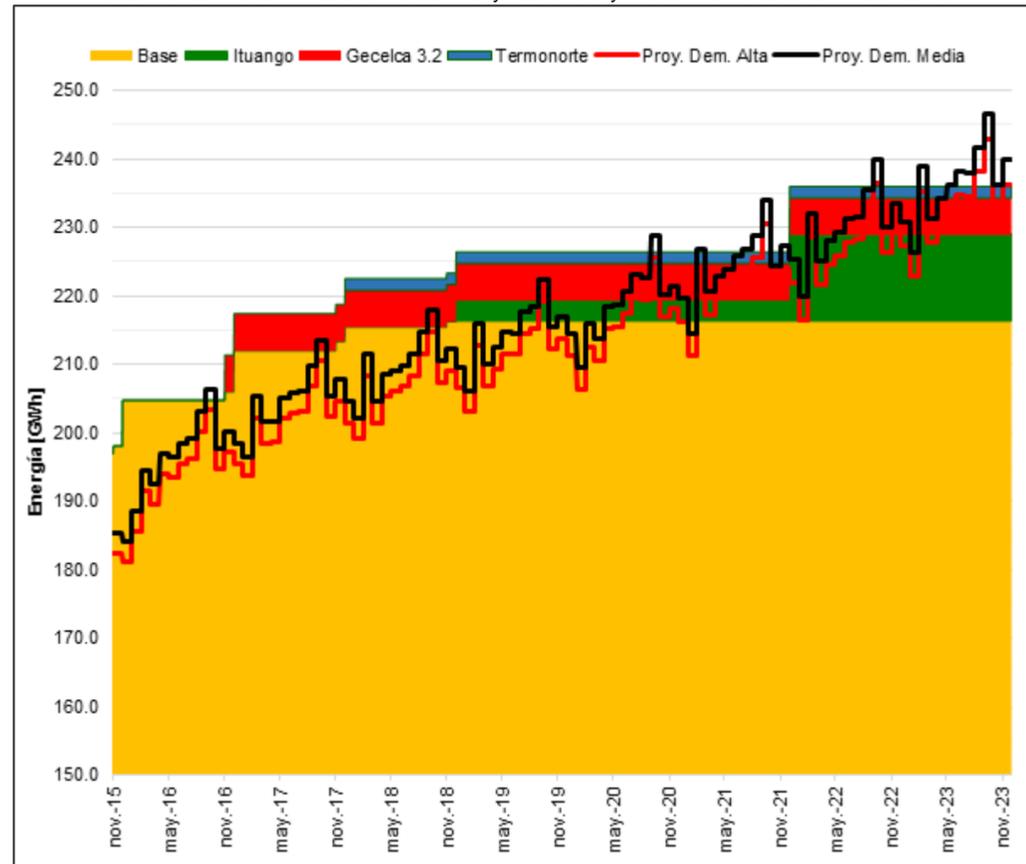
Este ejercicio se realizó para cuatro (4) escenarios diferentes, los cuales contemplan un escenario base, escenarios con el atraso de algunos proyectos que adquirieron OEF, y la no ejecución de otro (ver Tabla 7). El atraso considerado corresponde al máximo atraso permitido para mantener la OEF, asumiendo que las mismas no se pueden ceder. Todo lo anterior con el objetivo de brindar señales y advertir posibles situaciones de desabastecimiento.

El primer caso corresponde al Escenario base (ver Gráfica 7). Este considera la ENFICC verificada y las Obligaciones de Energía Firme de todos los proyectos en las fechas establecidas.

# INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – ABRIL 2016

## SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Gráfica 7: Escenario 0 - ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda Octubre 2015

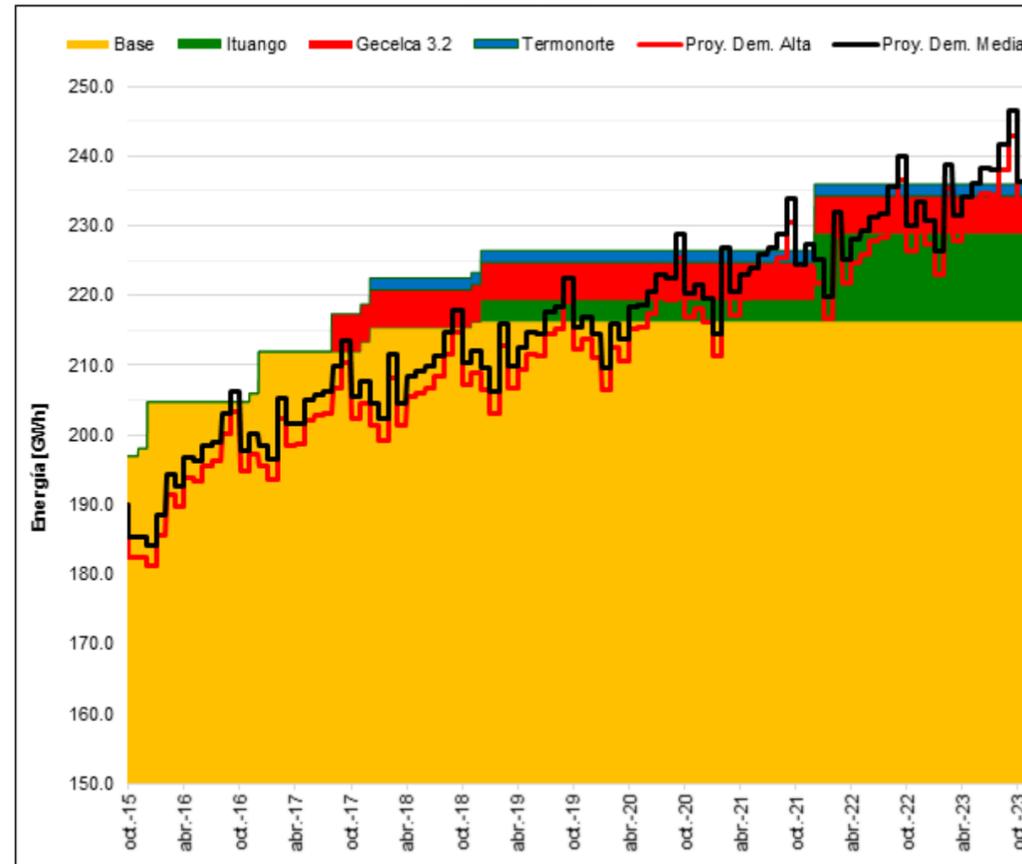


Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME  
 Fuente de gráfica: UPME

Los demás escenarios utilizan la misma base del primero, con algunas modificaciones.

En la Gráfica 8 se presenta el Escenario 2, el cual considera un atraso en la entrada en operación del proyecto carboeléctrico Gecelca 3.2 de acuerdo a lo presentado en la Tabla 7.

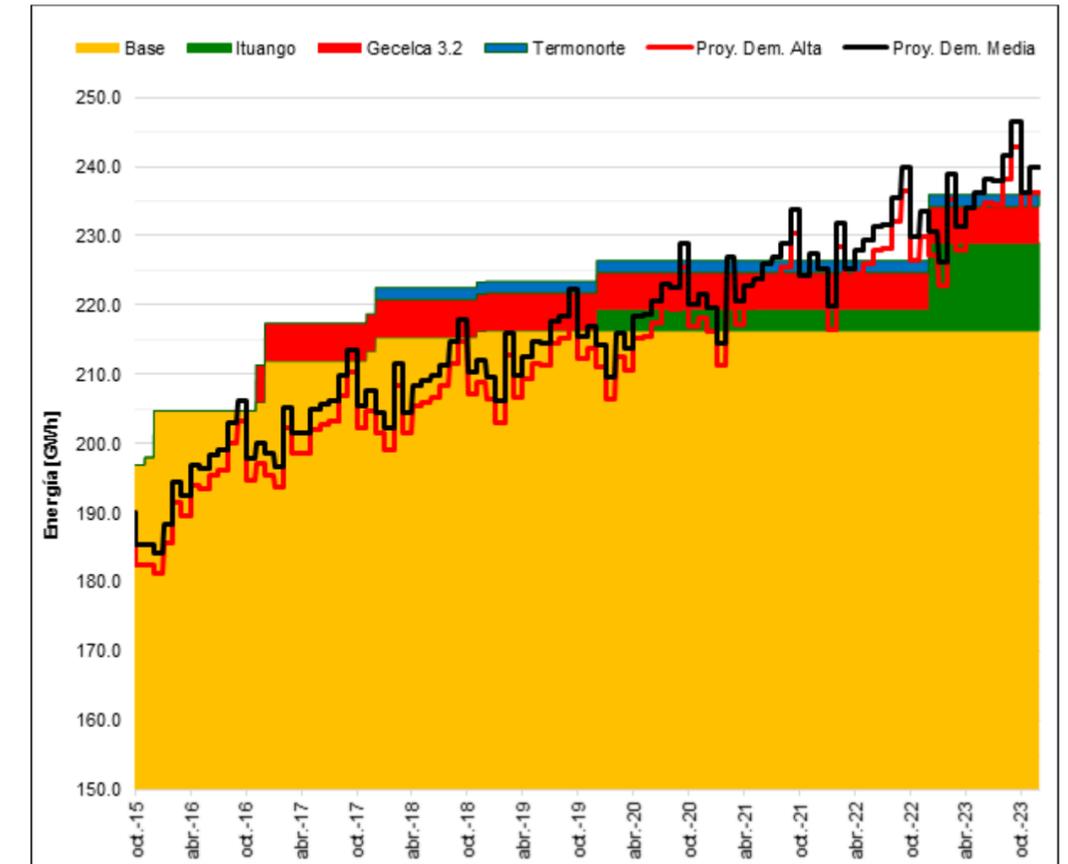
Gráfica 8: Escenario 2 - ENFICC verificada y OEF con atraso de Gecelca 3.2. vs Proyecciones de demanda Octubre 2015



Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME  
 Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 9 se presenta el Escenario 3, el cual toma como referencia el escenario base y un atraso en la entrada en operación del proyecto Ituango.

Gráfica 9: Escenario 3 - ENFICC verificada y OEF con atraso de Ituango vs Proyecciones de demanda Octubre 2015

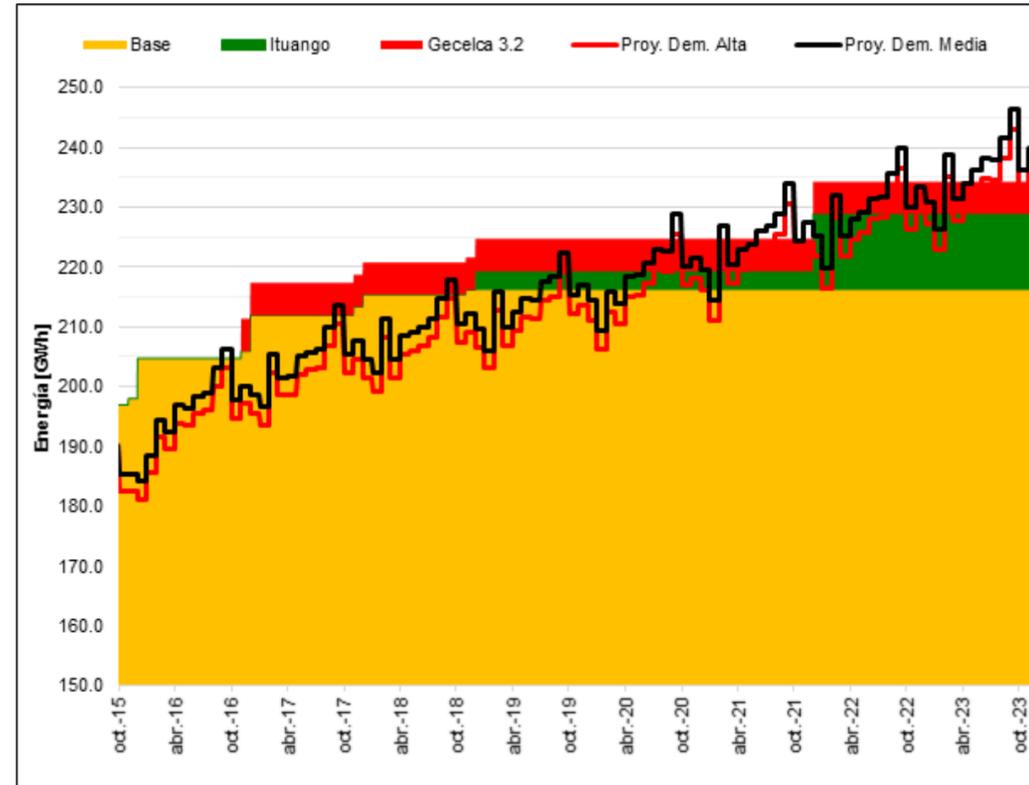


Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME  
 Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 10 se presenta el Escenario 6, el cual toma como referencia el escenario base, y además tiene dentro de sus consideraciones la no entrada del proyecto Termonorte.

## INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – ABRIL 2016 SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Gráfica 10: Escenario 6 - ENFICC verificada y OEF con no entrada de Termonorte vs Proyecciones de demanda Octubre 2015



Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME

Fuente de gráfica: UPME

La Tabla 8 describe el número de meses en que se ve comprometida la atención de la demanda, de acuerdo a los escenarios planteados (atrasos en FPO de proyectos) y para los escenarios de proyección de la demanda alto y medio (revisión octubre de 2015).

Tabla 8 Número de casos con desabastecimiento de la demanda

Escenario	Demanda Alta	Demanda Media
0 - base	14.0	4.0
2 - Gecelca 32	14.0	4.0
3 - Ituango	22.0	9.0
6 - Sin Termonorte	18.0	9.0

Fuente: UPME

El escenario 3 (atraso FPO Ituango) es crítico, presenta el máximo número de meses con desbalance entre oferta de energía en firme y demanda de energía eléctrica, mostrando para demanda alta 22 meses de desbalance y para demanda media 4 meses. Se presenta un caso similar bajo el escenario 6 (no entrada de Termonorte), mostrando para demanda alta 18 meses de desbalance y para demanda media 9 meses. Es importante mencionar que para los cuatro escenarios analizados, debido al atraso oficial presentado por Gecelca existe un desbalance en septiembre de 2016.