

**INTRODUCCIÓN**

Teniendo en cuenta las fechas previstas para entrada en operación de los proyectos asociados al Cargo por Confiabilidad, se incluye el avance reportado por los responsables de los proyectos de generación y/o los auditores de cada uno, con fecha de corte a 31 de diciembre de 2015. Respecto al documento publicado con corte a agosto de 2015, se actualizó la información sobre la entrada en operación comercial de los proyectos Cucuana, Carlos Lleras Restrepo, El Quimbo, Gecelca 3, San Miguel y Tasajero 2.

A partir de esta publicación, teniendo en cuenta la importancia que tiene para el sector de generación de energía eléctrica, se incluye la información de avance del proyecto de Planta de Regasificación de Gas Natural.

Igualmente, se continúa con 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 más reciente publicada por la UPME en Octubre de 2015, con la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad – 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.

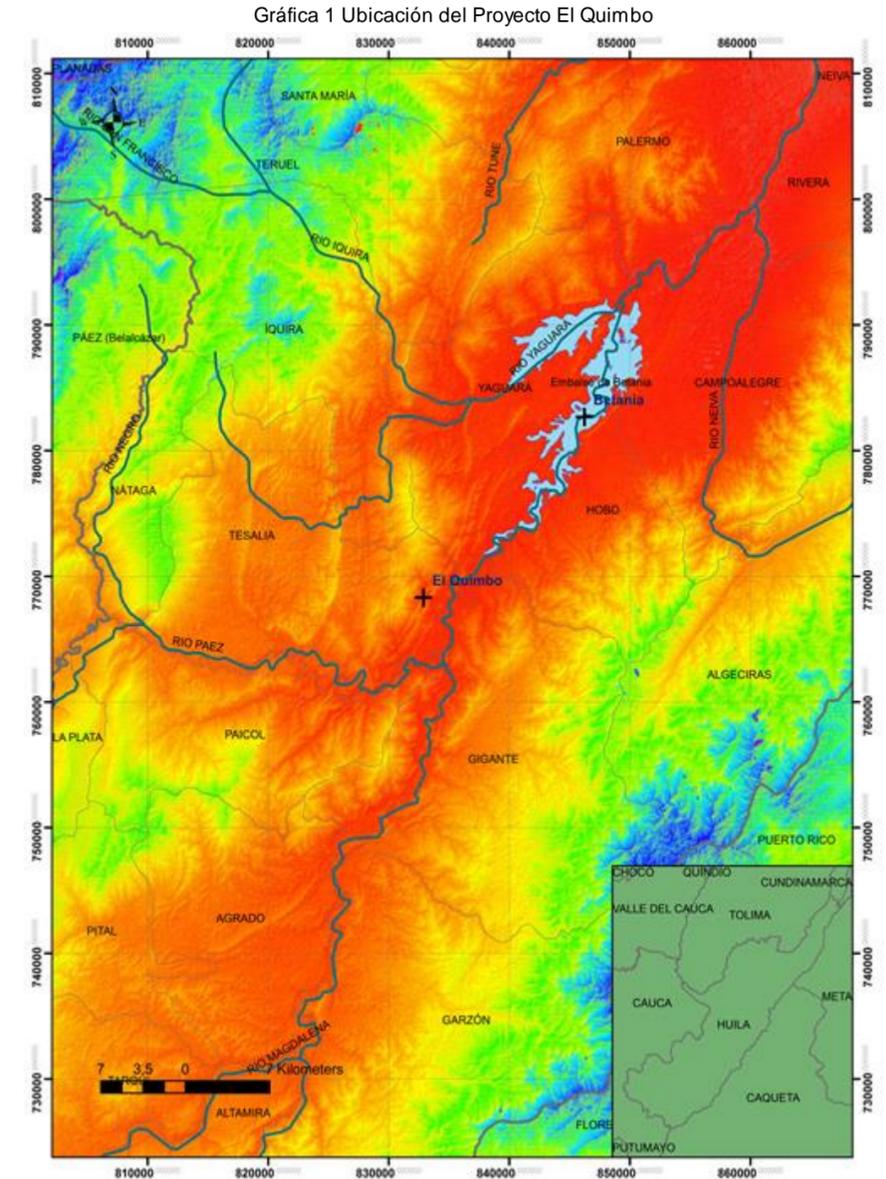
**1. PROYECTO EL QUIMBO**

El Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo está localizado al sur del departamento del Huila, entre las cordilleras Central y Oriental, sobre la cuenca alta del río Magdalena, a 70 Km aproximadamente de la ciudad de Neiva, en jurisdicción de los municipios de Garzón, Gigante, Agrado, Paicol, Tesalia, Pital y Altamira. Su presa está ubicada en el llamado estrecho de El Quimbo, aproximadamente 1300 metros aguas arriba de la desembocadura del río Páez en el río Magdalena. El proyecto representa un aprovechamiento a pie de presa con capacidad instalada de 400 MW, con la cual se estima alcanzar una generación media de 2216 GWh/año, con un volumen útil de 2354 hectómetros<sup>3</sup>, y un área inundada de 8250 hectáreas.

Tabla 2 Principales características del proyecto El Quimbo

Principales Características	
Ubicación	Gigante, Garzón. Huila
Promotor	Emgesa
Capacidad	400 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	1650 GWh año

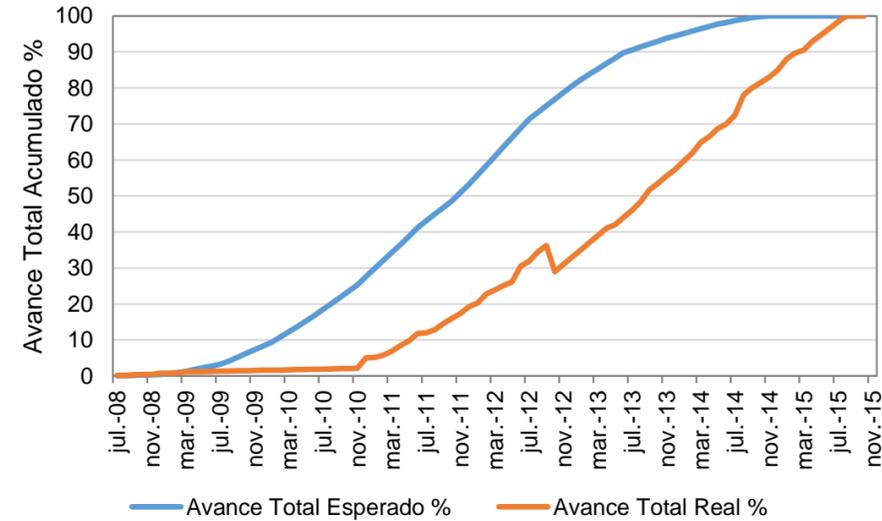
Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto, Emgesa.



Curva S

\*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.

Gráfica 2 Seguimiento a la Curva S El Quimbo



Fuente: Emgesa. Auditor.

**Avance**

Se expidió el decreto con fuerza de ley 1979 del 6 de octubre de 2015, que ordena el inicio de la generación de energía, al considerar que con esta permitirá aumentar el caudal del río Magdalena, viabilizando la navegabilidad. Finalizado 100%.

**Estado**

EMGESA declara en operación la central de generación El Quimbo con una Capacidad Efectiva Neta igual a 396 MW a partir de las 00:00 horas del 16 de noviembre de 2015.

**2. PROYECTO GECELCA 3**

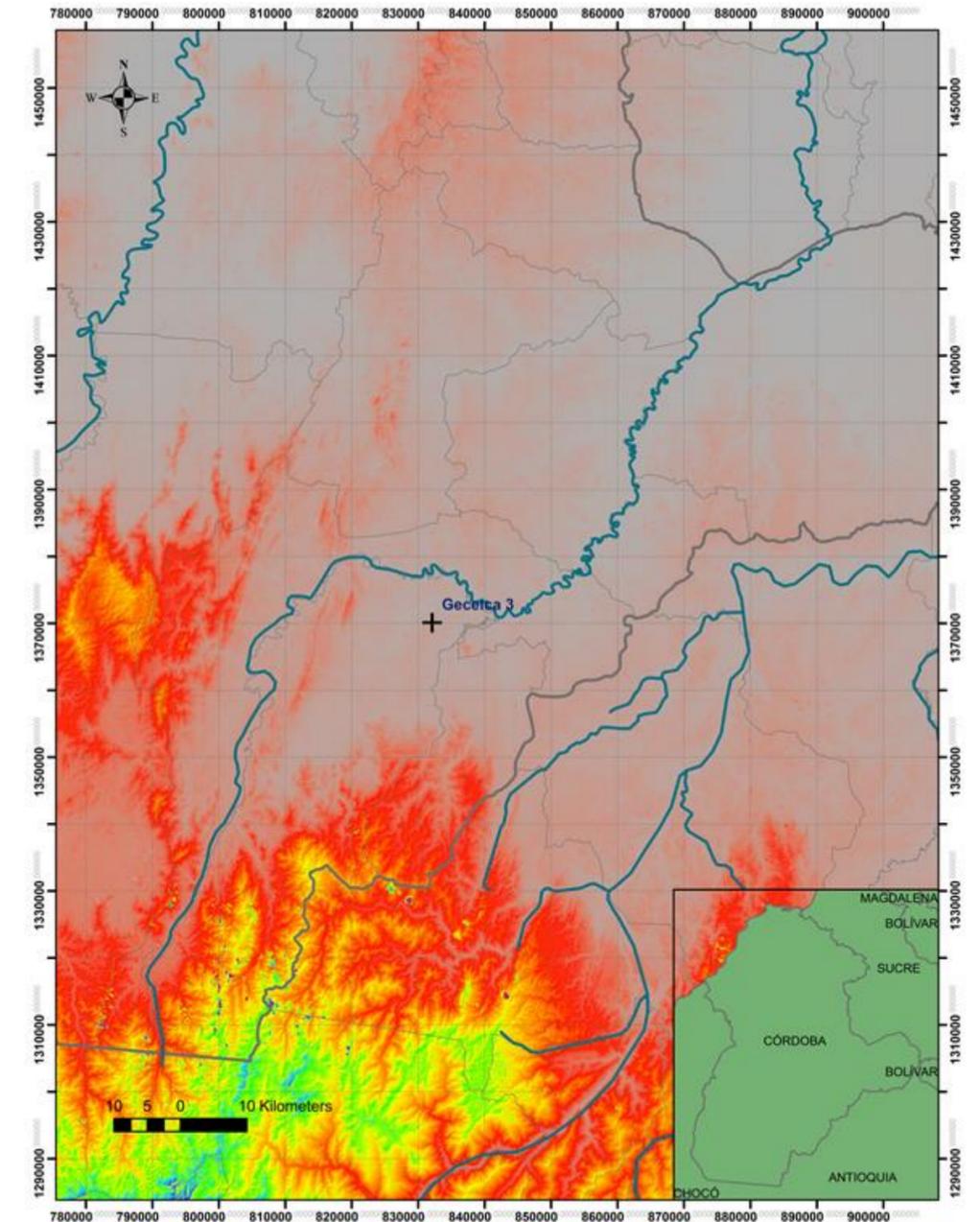
El proyecto Gecelca 3 consiste en la construcción y puesta en operación de una Central térmica con capacidad de 164 MW, con una unidad de carbón y caldera de tecnología de lecho fluidizado. Se localiza en la zona franca de Puerto Libertador en el departamento de Córdoba. El contrato EPC – Llave en mano estructurado para la construcción de la planta, fue suscrito entre Gecelca y el Consorcio CUC-DTC, integrado por la firmas China United Engineering Corporation (CUC) y Dongfang Turbine, ello en diciembre de 2010.

Tabla 3 Principales características del proyecto Gecelca 3

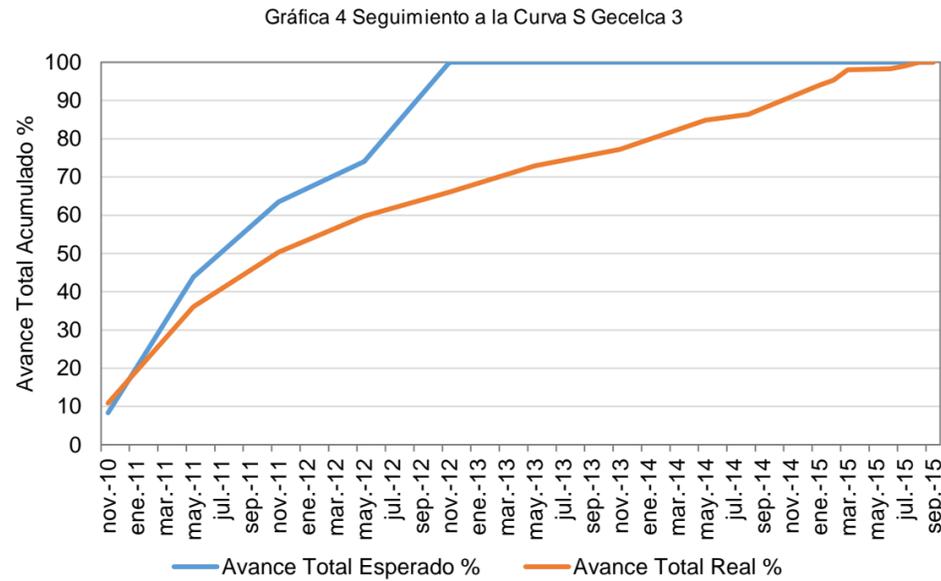
Principales Características	
Ubicación	Puerto Libertador. Córdoba
Promotor	Gecelca
Capacidad	164 MW
Tecnología	Térmica. Carbón
Obligación de Energía en Firme – OEF	1116 GWh año

Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del Proyecto, Gecelca.

Gráfica 3 Ubicación del Proyecto Gecelca 3.



**Curva S**



Fuente: Auditor, Gecelca S.A E.S.P.

**Avance**

- El avance real del proyecto es del 100%.

**Estado**

GECELCA S.A. E.S.P. declara en operación comercial la central de generación Gecelca 3 de 164 MW a partir de las 00:00 horas del 17 de septiembre de 2015.

**3. 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.

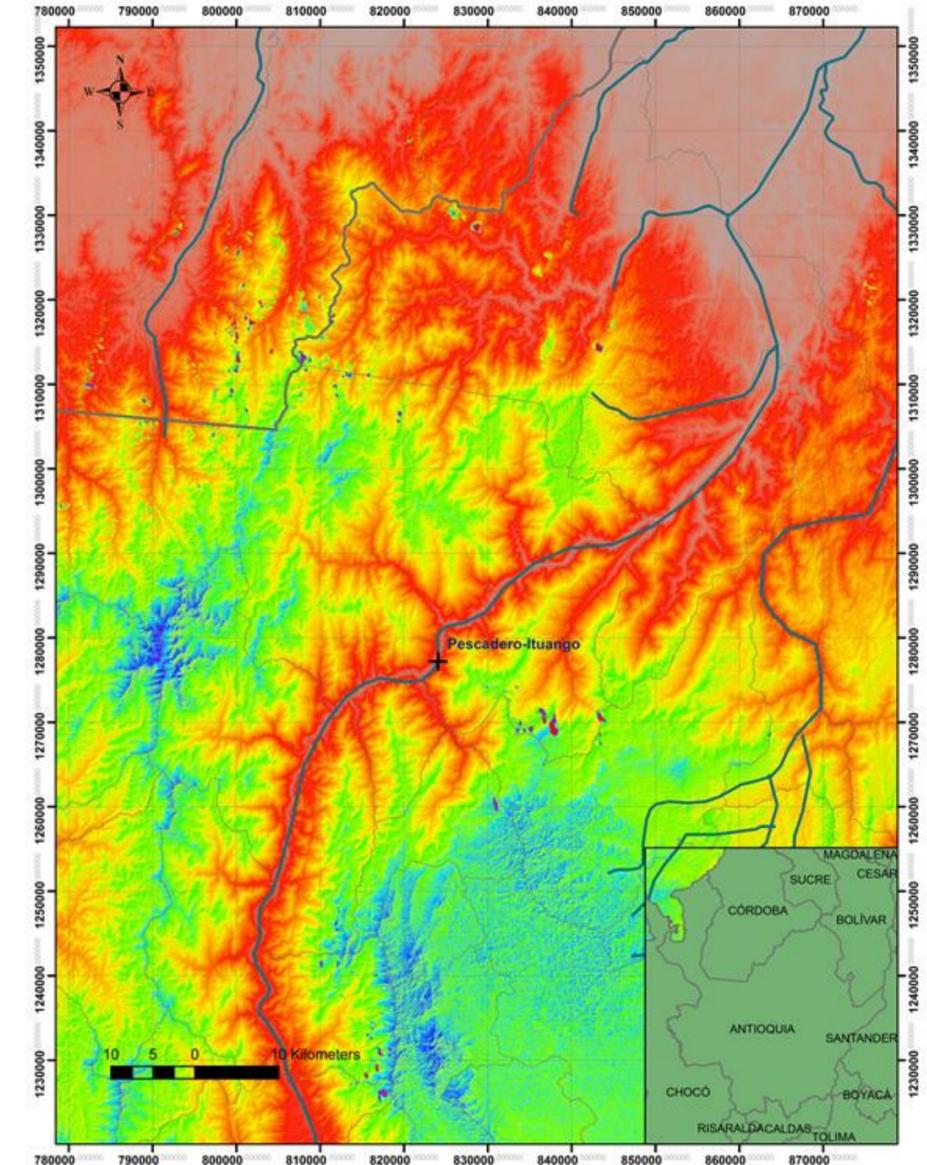
Ituango fue incluido en el grupo de Proyectos de Interés Nacional y Estratégico - PINES.

Tabla 4 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.



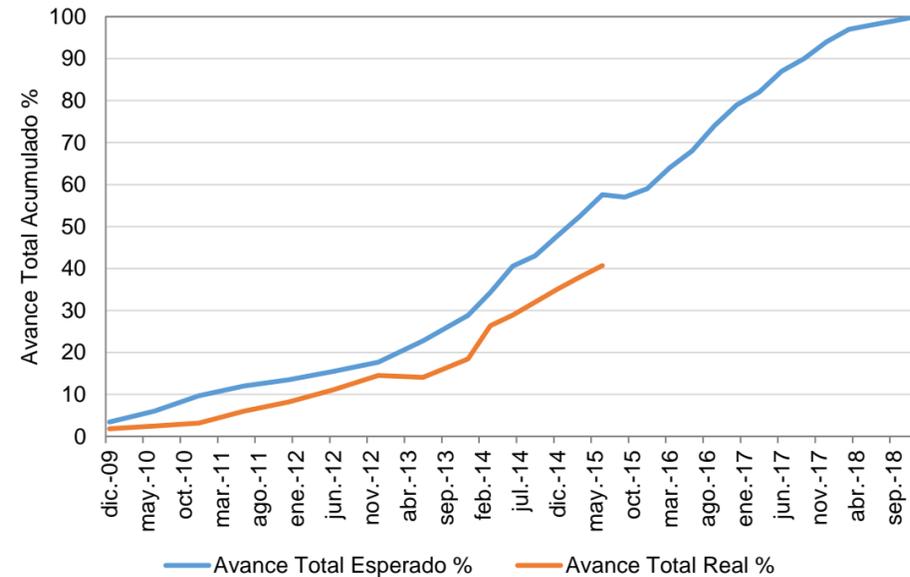
Gráfica 5 Ubicación del Proyecto Ituango

**Curva S**

# INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE 2015

## SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Gráfica 6 Seguimiento a la Curva S Ituango



Fuente: Auditor, EPM.

### 4. 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.

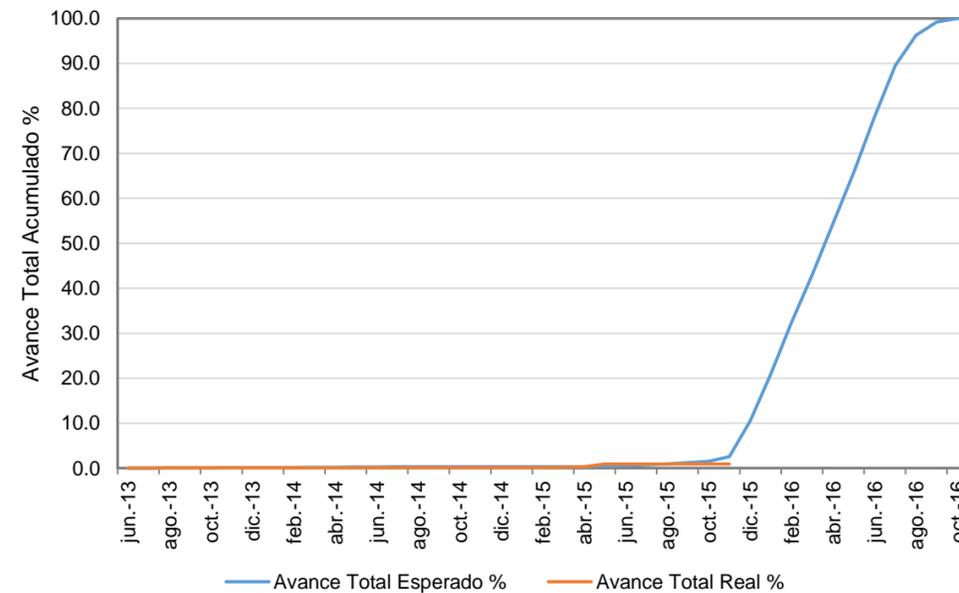
Tabla 5 Principales características del Proyecto Termonorte

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 7 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.

#### Alertas

- El promotor no ha presentado estudio de conexión a pesar de reiteradas solicitudes de la UPME para hacerlo.
- No se ha conseguido la Licencia Ambiental.
- No se ha producido cierre financiero ni se cuenta con contrato de suministro de combustible.
- No existe un contrato EPC para el suministro, construcción y montaje de la planta.
- No existen contratos de suministro de combustibles.

#### Estado



#### Avance

- De acuerdo con la información reportada por el Auditor, el avance real es del 39.87% respecto al 57.64% esperado según la curva S reportada ante la CREG. Fecha de corte a 30 de junio de 2015.

#### Alertas

- Se presentan retrasos en el inicio de trámites para la modificación de la Licencia Ambiental del proyecto de generación, al igual que conflictos sociales y minería ilegal en la zona de influencia del mismo. El avance se afectó debido a presencia de zonas geológicas inestables en los sitios de captación y plazoleta de compuertas.

#### Estado



### 5. PROYECTO CUCUANA

Esta central de generación a filo de agua, consiste en el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de los ríos Cucuana y San Marcos, este último afluente del río Cucuana, entre las cotas 2200 y 1500 msnm. El proyecto se encuentra localizado en zona rural del municipio de Roncesvalles, departamento de Tolima.

Tiene una potencia de 60 MW y entregará al sistema interconectado nacional 252 GWh/año de energía. El salto neto es de 698 m y los caudales de diseño son de 7 m<sup>3</sup>/s para la captación del río Cucuana, y de 2,7 m<sup>3</sup>/s en la toma para la derivación del río San Marcos.

Tabla 6 Principales características del Proyecto Cucuana

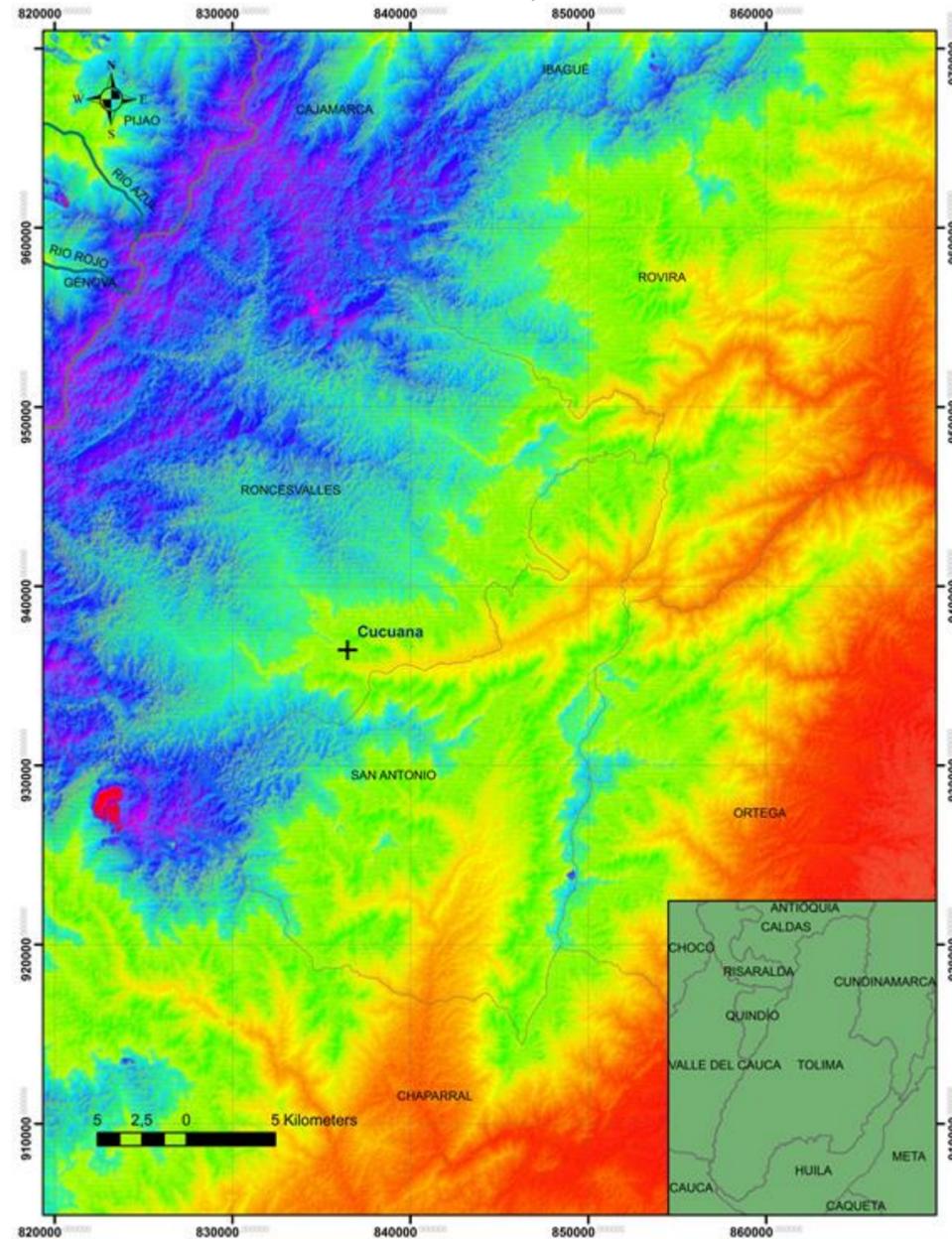
Principales Características	
Ubicación	Roncesvalles. Tolima
Promotor	Epsa
Capacidad	60 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	50 GWh año

Fuente: Informe ejecutivo XM y Auditor del proyecto.

# INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE 2015

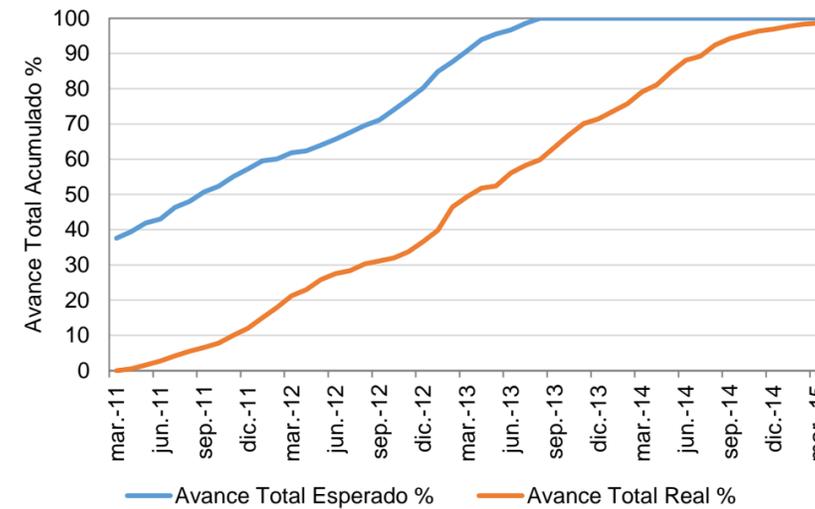
## SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Gráfica 8 Ubicación Proyecto Cucuana



Curva S

Gráfica 9 Seguimiento a la curva S Cucuana



Fuente: Auditor del Proyecto, EPSA.

### Avance

- El avance es de 100% respecto al esperado según la curva S reportada ante la CREG

### Estado

EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. declara en operación comercial la Unidad de generación CUCUANA 2 a partir del 10 de noviembre de 2015.

## 6. PROYECTO TASAJERO 2

El proyecto consiste en la construcción y puesta en operación de una Central térmica a carbón, con capacidad de 160 MW. Estará localizada en el municipio de San Cayetano, departamento de Norte de Santander, adyacente a Termotasajero 1, a orillas del río Zulia. El acceso a la zona de localización del Proyecto, se hará a través de una vía que desde la ciudad de Cúcuta, a unos 25 km, conduce hasta el municipio de San Cayetano.

La central cuenta con un sistema cerrado de agua mediante torres de enfriamiento, con un desulfurizador (FGD, Flue-gas desulfurization) para remoción de SOx y con quemadores de baja emisión de NOx. El carbón es el mismo de la zona que alimenta actualmente a Termotasajero 1. El agua requerida por la central térmica durante su construcción y posterior operación será suministrada por Tasajero 1, así como el combustible de arranque.

Tabla 7 Características principales del Proyecto Termotasajero 2

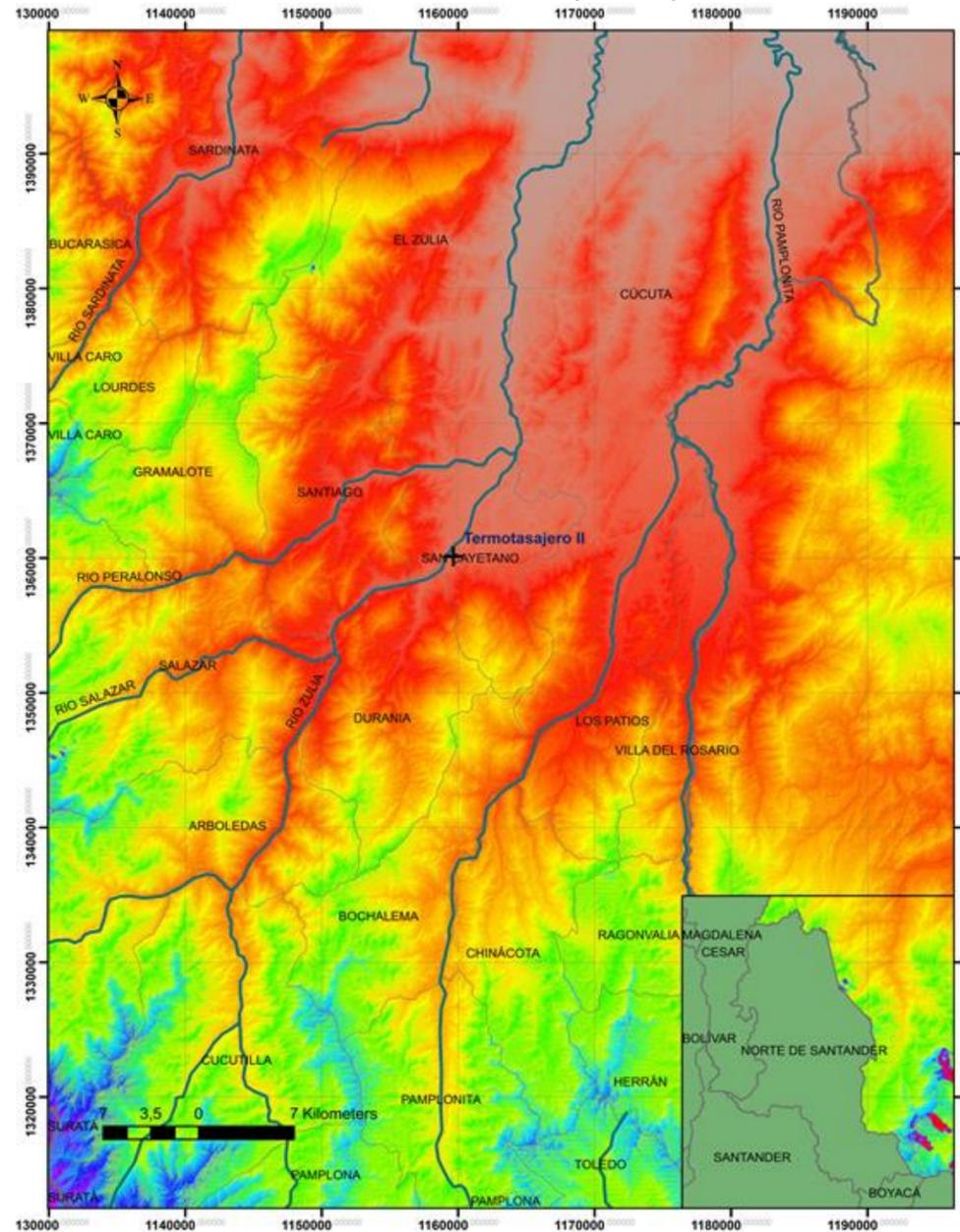
Principales Características	
Ubicación	San Cayetano. Norte de Santander
Promotor	Termotasajero
Capacidad	160 MW
Tecnología	Térmica. Carbón.
Obligación de Energía en Firme - OEF	1332 GWh año

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

# INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE 2015

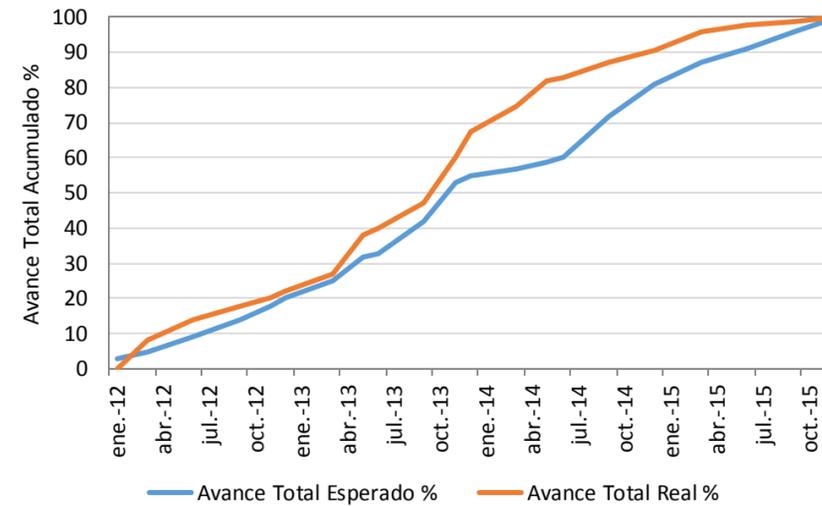
## SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Gráfica 10 Ubicación del Proyecto Tasajero 2



Curva S

Gráfica 11 Seguimiento a la Curva S Termotasajero 2



Fuente: Auditor del Proyecto, Termotasajero.

**Avance**

- El avance real del proyecto es del 100%.

**Estado**

TERMOTASAJERO DOS S.A. E.S.P. declara en operación comercial la central de generación TASAJERO 2 a partir de las 00:00 horas del 30 de noviembre de 2015.

### 7. 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.

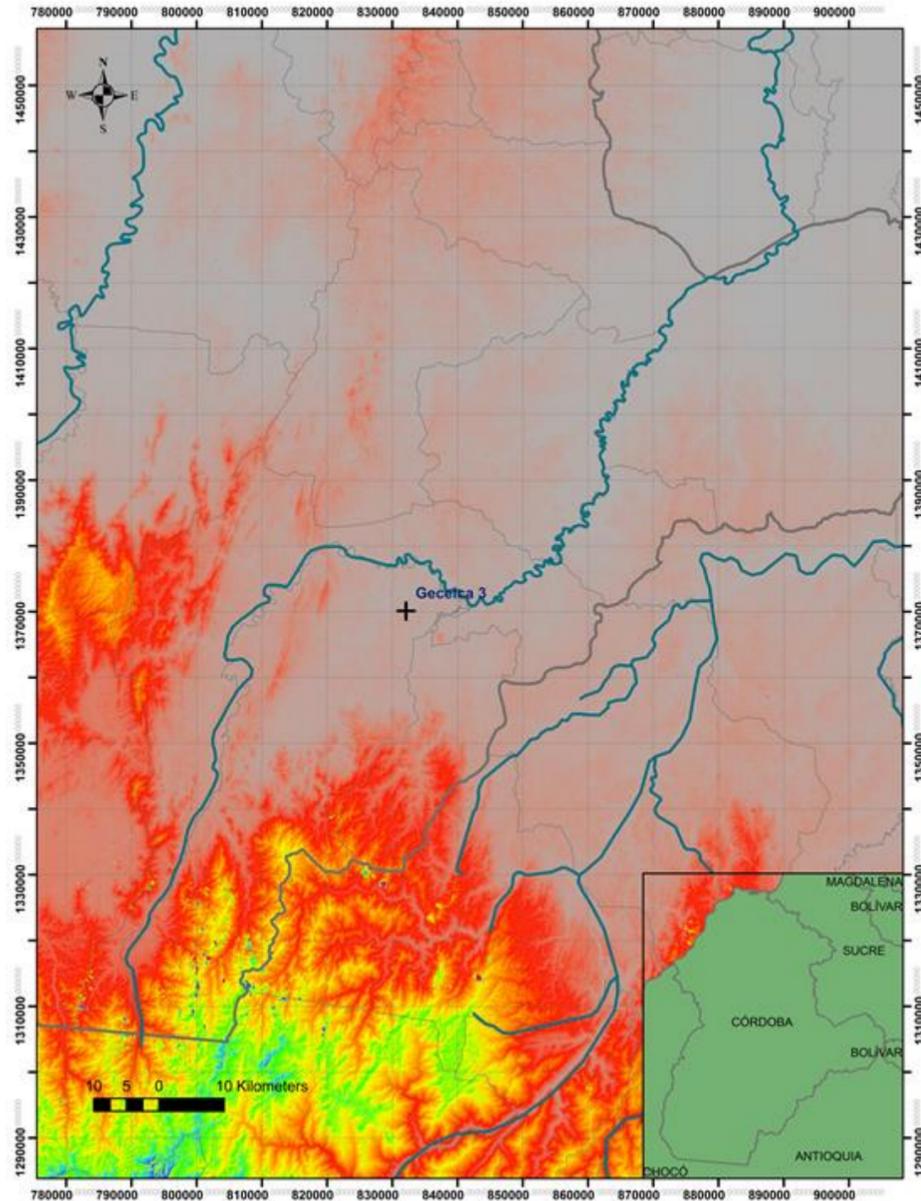
El área en donde se desarrollará el proyecto, ha sido concebida como Zona franca permanente especial-ZFPE. El acceso se hará a través de una vía que desde el municipio de Montelíbano conduce hasta el municipio de Puerto Libertador. A 18 km de Montelíbano, en el sitio denominado “La Balastrea”, se deriva 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 8 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

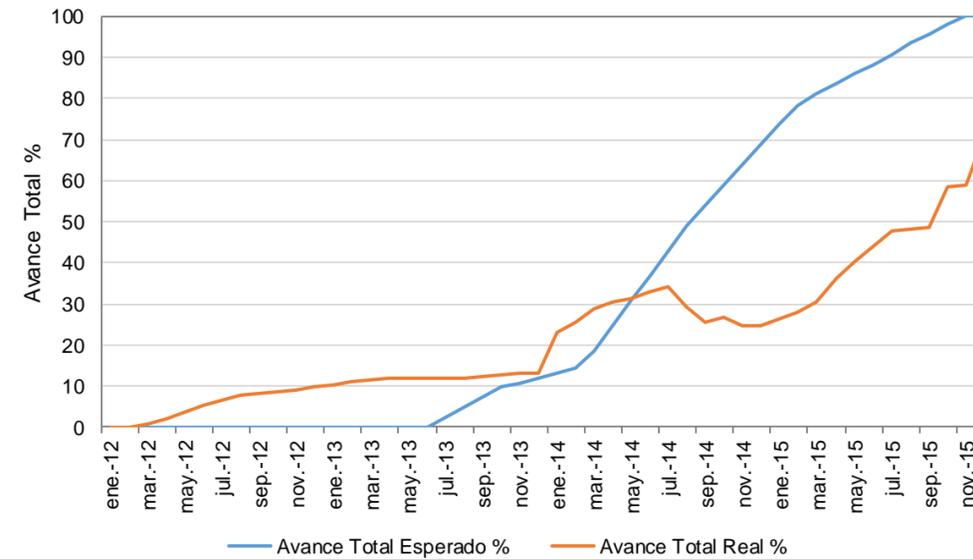
Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto y Gecelca.

Gráfica 12 Ubicación Proyecto Gecelca 3.2



Curva S

Gráfica 13 Seguimiento a la Curva S Gecelca 3.2



Fuente: Auditor

**Avance**

- De acuerdo al informe del Auditor, 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**



**8. PROYECTO CARLOS LLERAS RESTREPO**

El proyecto hidroeléctrico se encuentra ubicado en jurisdicción de los municipios de Barbosa y Santo Domingo en el departamento de Antioquia. Consiste en una planta con capacidad instalada de 78.2 MW, caudal de diseño de 75 m<sup>3</sup>/s y un salto bruto de 130.3 m.

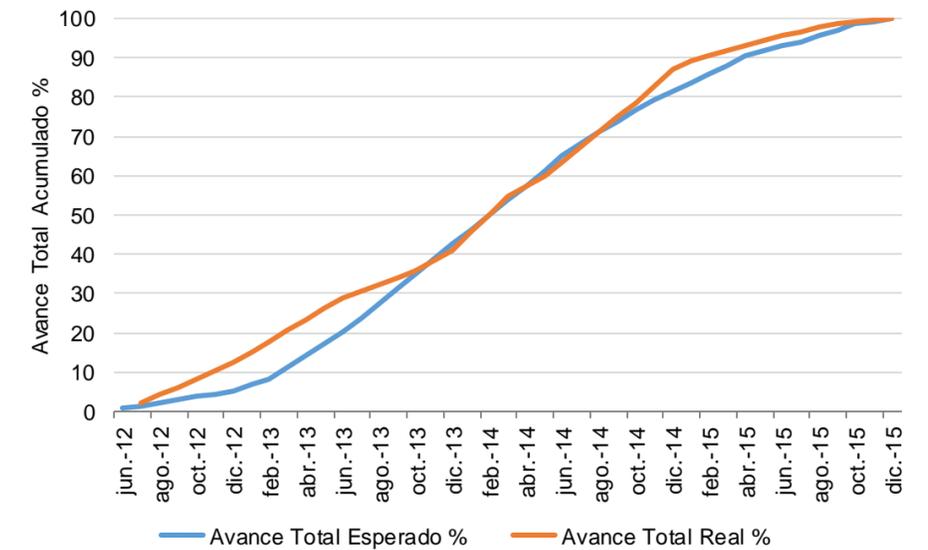
Tabla 9 Principales características Proyecto Carlos Lleras Restrepo

Principales Características	
Ubicación	Barbosa, Santo Domingo, Antioquia.
Promotor	Hidralpor
Capacidad	78.2 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	200 GWh año

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

Curva S

Gráfica 14 Seguimiento Curva S Carlos Lleras Restrepo



Fuente: Hidralpor, Auditor del Proyecto.

# INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE 2015

## SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

### Avance

- El avance del proyecto es del 100% programado según de la curva S declarada ante la CREG.

### Estado

HIDRALPOR S.A. E.S.P. Declara en operación comercial la central de Generación CARLOS LLERAS de 78 MW a partir de las 00:00 horas del 22 de noviembre de 2015.

## 9. PROYECTO SAN MIGUEL

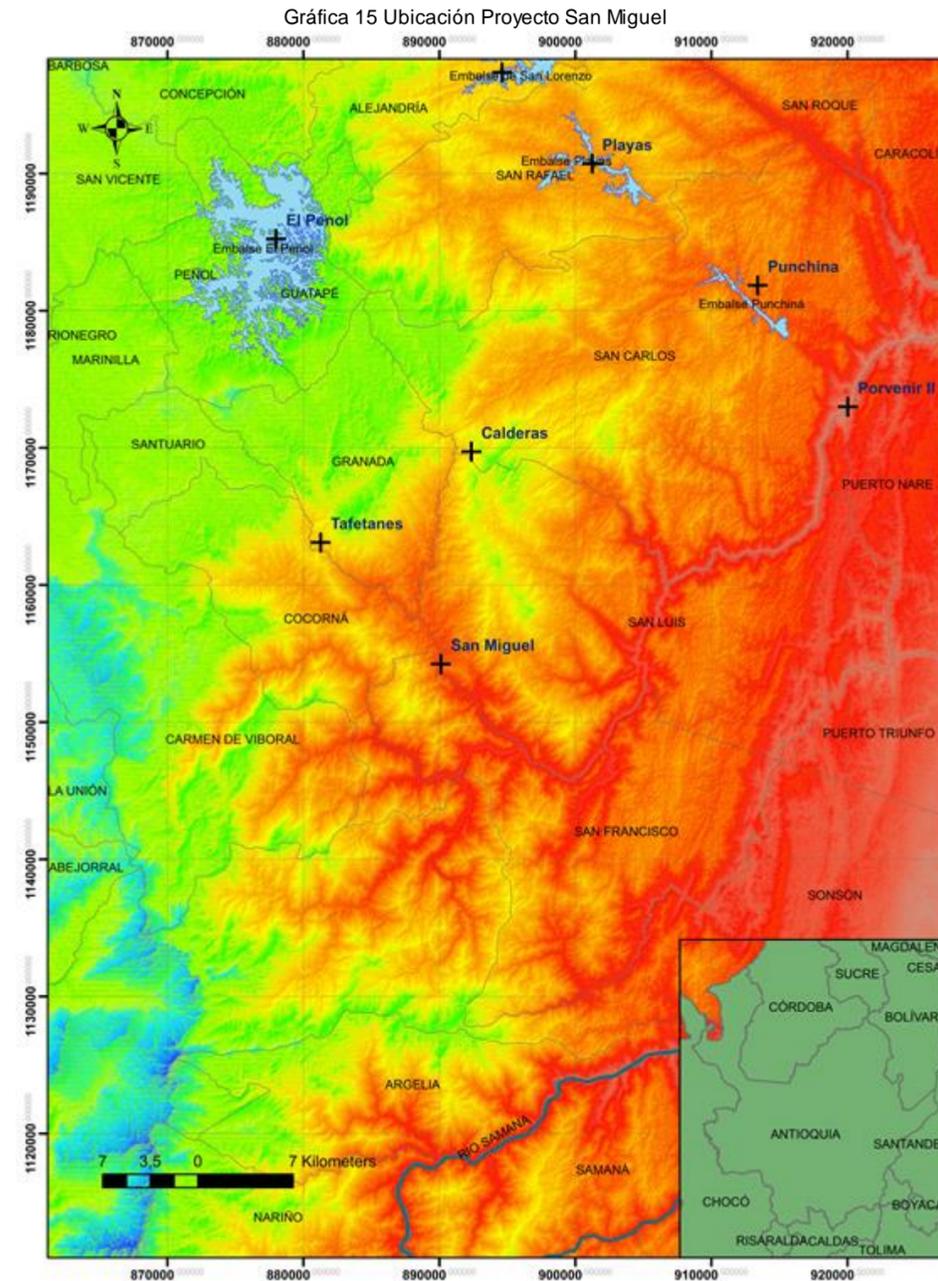
El proyecto consiste en la construcción y puesta en operación de una Central hidroeléctrica a filo de agua con capacidad de 42 MW. Esta central se localiza en el oriente del departamento de Antioquia, entre los municipios de San Luis y San Francisco, a dos horas de la ciudad de Medellín por vía terrestre sobre el río Calderas.

Para acceder a las obras del proyecto, se aprovechará la vía de acceso a la vereda El Pescado del municipio de San Luis. Posteriormente, se construirán cuatro vías de acceso hacia los sitios de las obras. De la captación el agua pasa a un desarenador de 6 cámaras. Las bocatomas para el desarenador son laterales. La conducción es mediante un túnel de 365 km. Cuenta con un túnel superior de baja presión, almenara, con trampa de gravas, pozo y túnel inferior blindado.

Tabla 10 Características Proyecto San Miguel

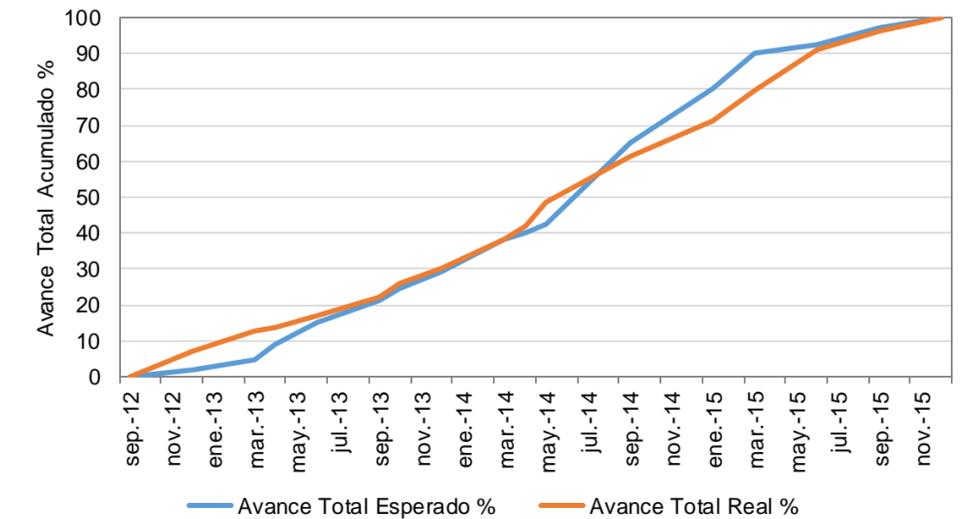
Principales Características	
Ubicación	San Luis, San Francisco. Antioquia
Promotor	HMV Ingenieros.
Capacidad	42 MW
Tecnología	Hidráulica
Obligación de Energía en Firme - OEF	123 GWh año

Fuente: Informe ejecutivo XM, Auditor del proyecto y HMV Ingenieros.



### Curva S

Gráfica 16 Seguimiento Curva S San Miguel



Fuente: HMV Ingenieros, Auditor.

### Avance

- El proyecto presenta un avance real del 100%, según la curva S declarada ante la CREG.

### Estado

LA CASCADA S.A. E.S.P. declara en operación la central de generación San Miguel conectada a la subestación San Lorenzo 115 kV en el STR de EPM, a partir de las 00:00 horas del 23 de diciembre de 2015.

# INFORME DE AVANCE PROYECTOS DE GENERACIÓN – DICIEMBRE 2015

## SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

### 10. 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, TERCOCANDELARIA con las plantas TERCOCANDELARIA 1 y TERCOCANDELARIA 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.

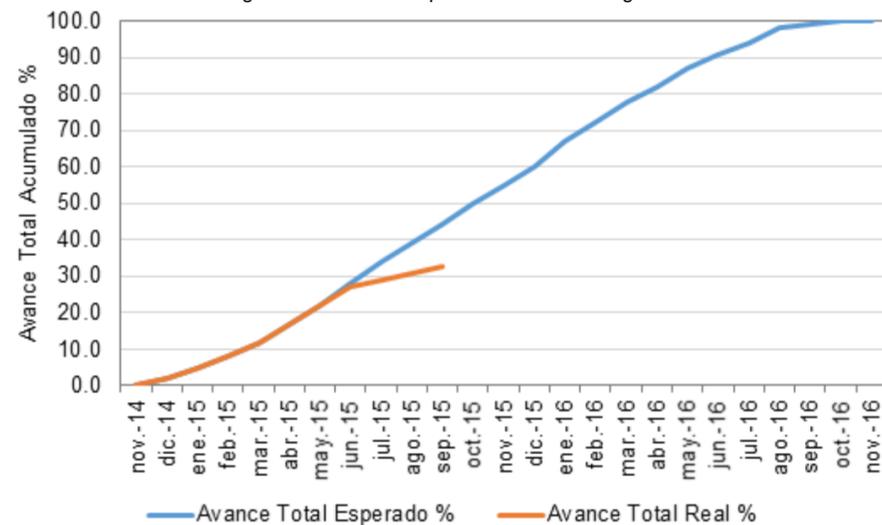
Tabla 11 Características Proyecto Planta de Regasificación

Principales Características	
Ubicación	Cartagena, Bolívar
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 17 Seguimiento Curva S Aproximada Planta Regasificadora GNL.



Fuente: UPME a partir de información suministrada por Auditor.

#### Avance

- De acuerdo al primer informe de avance entregado por el Auditor, con fecha de corte a 15 de septiembre de 2015, el proyecto presenta un avance verificado de 32.54% de 44.3% 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).

### 11. 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 12 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.

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

A continuación se presenta la comparación entre la proyección diaria promedio de demanda de energía eléctrica, 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 tuvo 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 iniciaron operación comercial 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 13: Escenarios considerados ejercicio de verificación de ENFICC

	Escenario 0	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 6	Escenario 8
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida
El Quimbo	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15
Tasajero II	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
Gecelca 3.0	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
San Miguel	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
Cucuana	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15
Ituango	dic-18	dic-18	dic-19	dic-18	dic-19
Gecelca 3.2	jul-16	jul-17	jul-16	jul-16	jul-17
Termonorte	dic-17	dic-17	dic-17	-	-

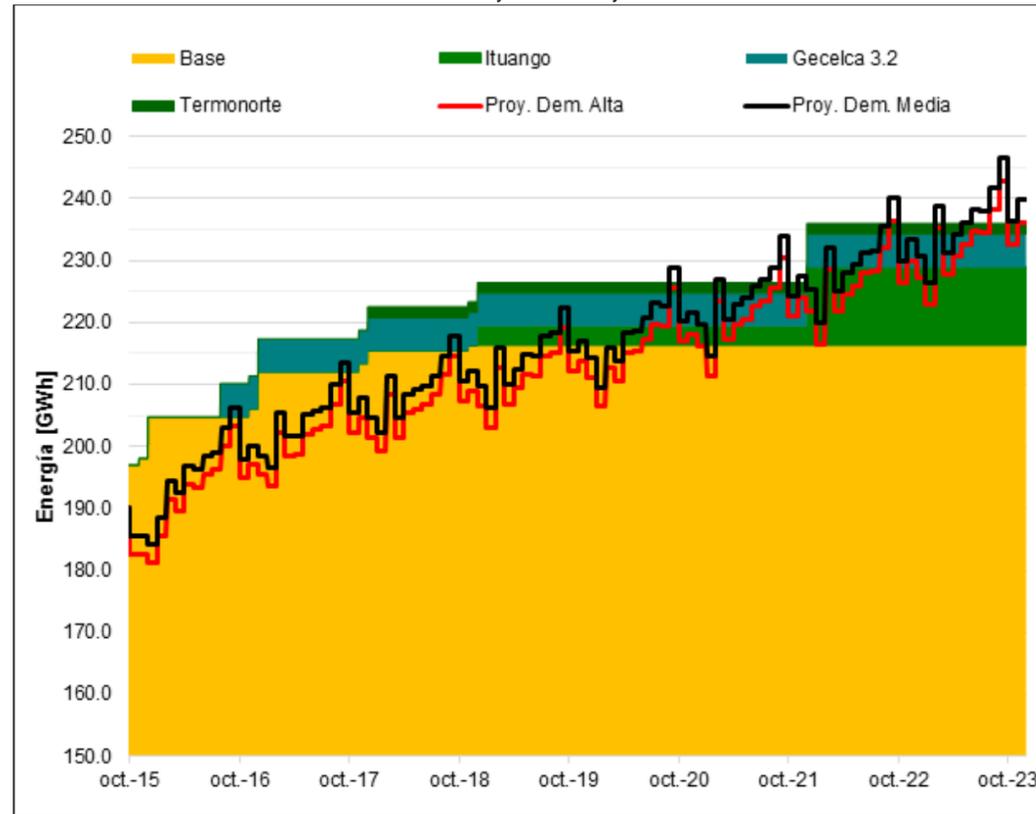
Fuente de datos: Sistema de información de XM

Fuente de tabla: UPME

Este ejercicio se realizó para cinco (5) escenarios diferentes, los cuales contemplan un escenario base, escenarios con el atraso de algunos proyectos que adquirieron OEF, y la no ejecución de otro, además de un escenario crítico (ver Tabla 13). El atraso considerado corresponde al máximo atraso permitido para mantener la OEF, asumiendo que las mismas no se pueden ceder.

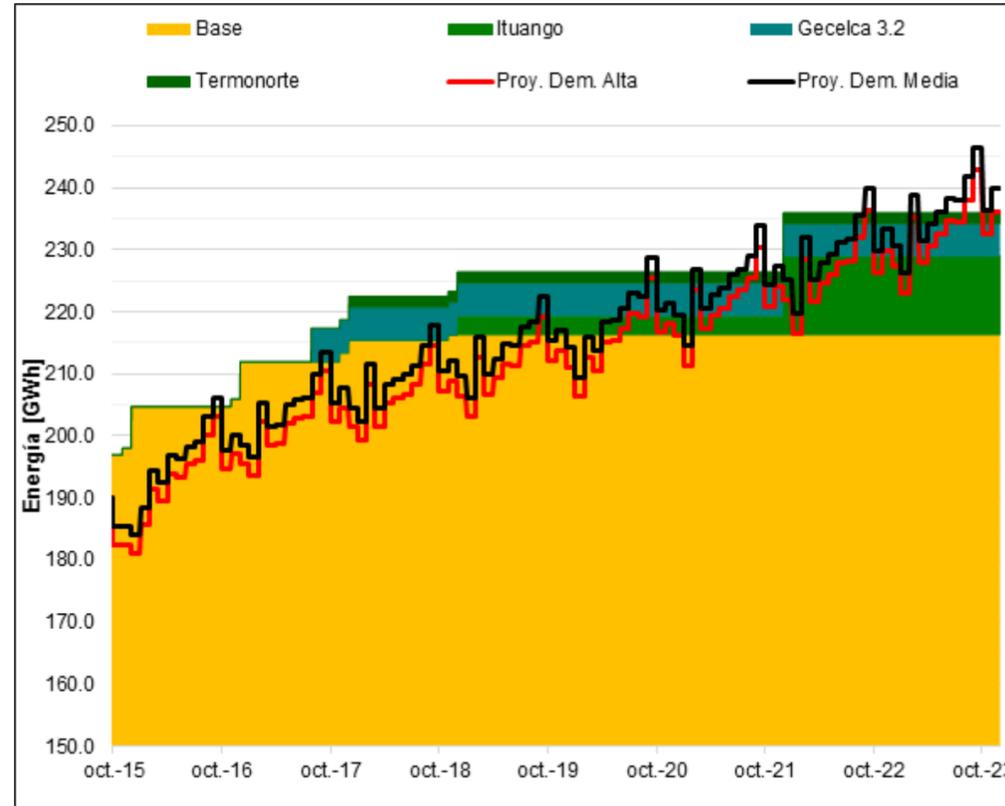
Lo anterior con el objetivo de brindar señales y advertir posibles situaciones de desabastecimiento. El primer caso corresponde al Escenario base (ver Gráfica 18). Este considera la ENFICC verificada y las Obligaciones de Energía Firme de todos los proyectos en las fechas establecidas.

Gráfica 18 Escenario 0 - ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda Octubre 2015



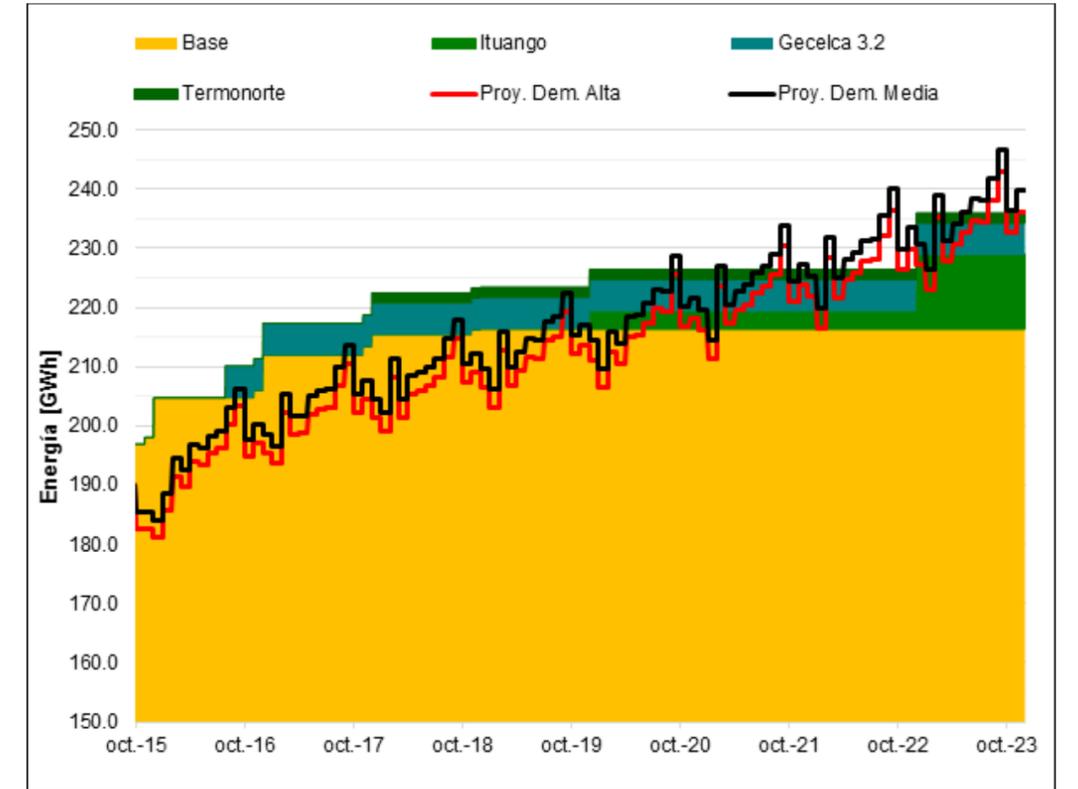
Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME  
 Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 19 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

Gráfica 20 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

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

En la Gráfica 19 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 13.

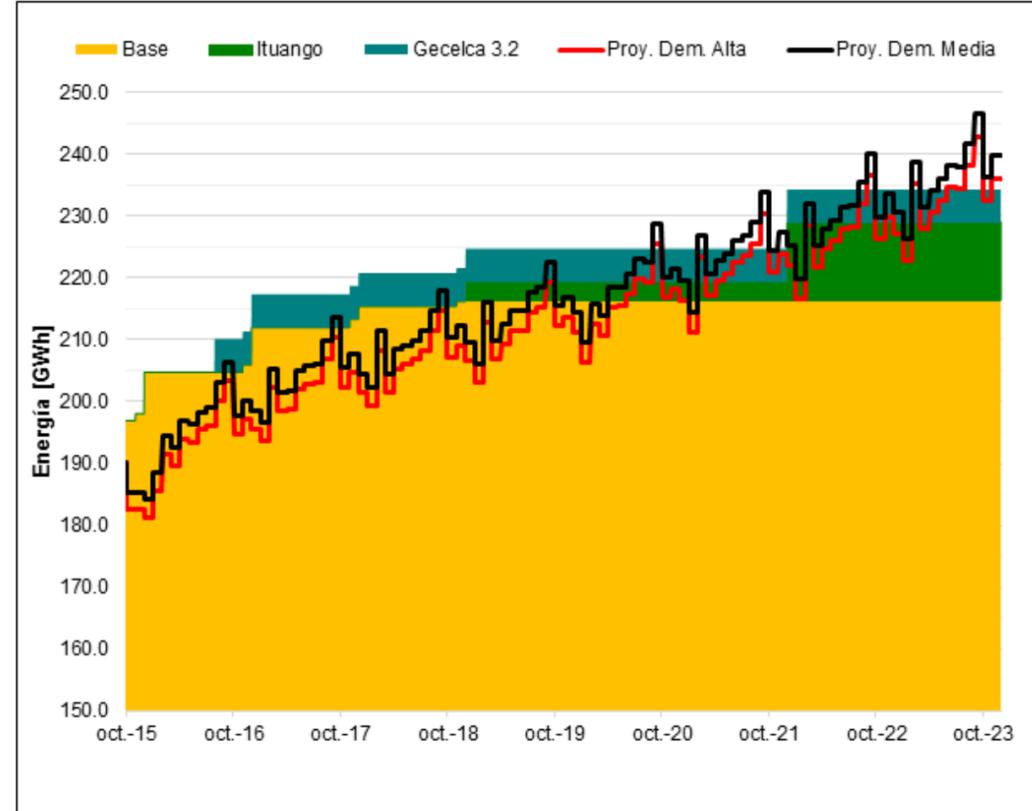
En la Gráfica 20 se presenta el Escenario 3, el cual toma como referencia el escenario base y un atraso en la entrada en operación del proyecto Ituango.

En la Gráfica 21 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 – DICIEMBRE 2015

## SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN

Gráfica 21 Escenario 6 - ENFICC verificada y OEF con no entrada de Termonorte vs Proyecciones de demanda Octubre 2015

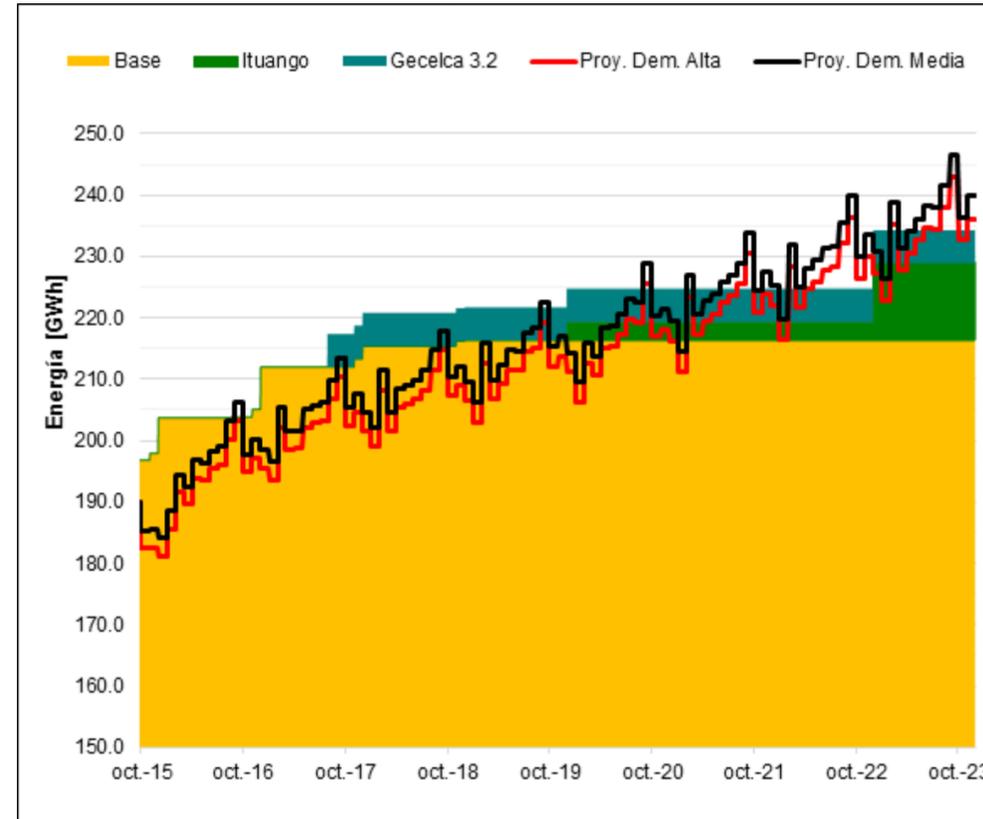


Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME

Fuente de gráfica: UPME

El Escenario 8 contempla una combinación de todas las posibilidades de atraso. Este escenario es presentado en la Gráfica 22.

Gráfica 22 Escenario 8 - ENFICC verificada y OEF crítico vs Proyecciones de demanda Octubre 2015



Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME

Fuente de gráfica: UPME

Las gráficas anteriores indican para cada escenario, el contraste entre la Energía Firme verificada y la Obligación de Energía Firme, versus la proyección de demanda de energía eléctrica, escenarios de crecimientos Alto y Medio (revisión octubre de 2015).

Bajo el escenario de demanda alta de octubre de 2015 y todos los escenarios mostrados en la tabla 13, se compromete la atención de la demanda para septiembre de 2020, febrero, julio, agosto, septiembre y noviembre de 2021, septiembre de 2022, febrero, junio, julio, agosto, septiembre y noviembre de 2023, mientras que, bajo un escenario de demanda medio, se compromete la atención para septiembre de los años 2021, 2022 y 2023; esto implica que bajo el mejor de los casos, donde ningún proyecto presente atraso, la demanda podrá ser desatendida a partir de septiembre de 2020.

La tabla 14 muestra la cantidad de meses en que se ve comprometida la atención de la demanda para todos los escenarios planteados (atrasos en FPO de proyectos) y para los escenarios de proyección de la demanda alto y medio. La máxima ocurrencia de desbalances se presenta en el escenario 8, sin embargo la probabilidad de este es muy baja. Bajo el escenario 3 (Atraso de un año en la FPO de Ituango), se observa un número considerable de desbalances, se presenta un caso similar para el escenario 6 (No entrada de Termonorte). Vale la pena mencionar que bajo el escenario 2 (Atraso de un año en la FPO de Gecelca 32), se evidencia una posible desatención de la demanda en septiembre de 2016.

Tabla 14 Cantidad de ocurrencia de déficit (meses)

Escenario	Demanda Alta	Demanda Media
0 - base	13.0	4.0
2 - Gecelca 32	15.0	5.0
3 - Ituango	22.0	11.0
6 - NO Termonorte	17.0	10.0
8 - Varios Atrasos	29.0	15.0

Fuente de tabla: UPME

Se puede concluir que bajo un escenario de demanda alta, la probabilidad más alta de desatención de la demanda ocurre durante los meses de septiembre de 2020; febrero, julio, agosto y noviembre de 2021; septiembre de 2022: febrero, junio, julio, agosto, septiembre y noviembre de 2023. Bajo un escenario de demanda media la probabilidad más alta de desatención de la demanda ocurre en septiembre de 2021, septiembre de 2022 y septiembre de 2023.