



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXV

Panamá, R. de Panamá martes 20 de septiembre de 2016

N° 28121-B

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 10377 -Elec
(De lunes 29 de agosto de 2016)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA CONSULTA PÚBLICA NO. 007-16-ELEC, PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2016, PRESENTADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA).

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 10377 -Elec

Panamá, 29 de agosto de 2016

“Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No. 007-16-Elec, para considerar la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2016, presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).”

ANEXO A

TOMO IV(De la foja 601 a la foja 800)



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$v_t(i)$	volumen mínimo de almacenamiento de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\overline{v}_t(i)$	volumen máximo de almacenamiento de la central i en la etapa t	hm^3	D

3.3.3 Turbinamiento mínimo

Dado que puede ser físicamente imposible atender una restricción de turbinamiento mínimo, es decir, el problema de una etapa puede resultar inviable se modela variables de holgura en las restricciones de turbinamiento mínimo como se ilustra a continuación:

$$u_{tk}(i) + \delta u_{tk}(i) \geq \underline{u}_{tk}(i) \quad \text{for } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \tag{3.6}$$

donde:

$\underline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado mínimo para la central i en la etapa t , escalón k	hm^3	D
$\delta u_{tk}(i)$	violación del turbinamiento mínimo en la etapa t , escalón k	hm^3	V

En la función objetivo se debe incluir la variable de holgura con un coeficiente de penalización alto²

3.3.4 Turbinamiento máximo

La máxima energía generada por una central hidroeléctrica está limitada por el mínimo valor entre la capacidad de la turbina y la capacidad del generador, como se muestra en la Figura 3.1.

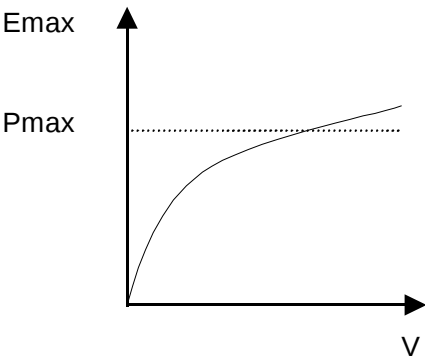


Figura 3.1 – Producción de energía

La restricción de turbinamiento máximo se formula de la siguiente manera:

$$u_{tk}(i) \leq \text{Min} (\overline{u}_{tk}(i), \overline{g}_{tk}(i) / \rho(v_t(i))) \quad \text{para } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \tag{3.7}$$

donde:

$\overline{u}_{tk}(i)$	máximo volumen turbinable para la central i , etapa t . Representa la capacidad de la turbina	hm^3	D
------------------------	---	--------	---

² La penalización debe reflejar el “trade-off” entre el costo operativo y el perjuicio de las violaciones de la restricción

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$\overline{g}_{tk}(i)$	potencia máxima de la central i en la etapa t . Representa la capacidad del generador	MW	D
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t calculado en función del volumen del embalse	MWh/hm^3	D

3.3.5 Producción de energía hidroeléctrica

$$g_{tk}(i) = \rho(v_t(i)) \times u_{tk}(i) \qquad \text{para } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \qquad (3.8)$$

donde:

$g_{tk}(i)$	energía producida por i en el escalón k , etapa t	MWh	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t	MWh/hm^3	D

3.3.6 Límites en la generación térmica

$$\underline{g}_{tk}(j) \leq g_{tk}(j) \leq \overline{g}_{tk}(j) \qquad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \qquad (3.9)$$

donde:

$g_{tk}(j)$	energía producida por la central térmica j en el escalón k	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	límite de generación mínima de la central j en el escalón k	MWh	D
$\overline{g}_{tk}(j)$	límite de generación máxima de la central t en el escalón k	MWh	D

Cabe observar que los límites de generación en cada escalón de demanda se calculan de la siguiente manera:

$$\overline{g}_{tk}(j) = \overline{g}_t(j) \times h(k) \qquad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \qquad (3.10a)$$

$$\underline{g}_{tk}(j) = \underline{g}_t(j) \times h(k) \qquad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \qquad (3.11b)$$

donde:

$h(k)$	duración del escalón k	hour	D
--------	--------------------------	------	---

3.3.7 Suministro de la demanda

$$\sum_{i=1}^I g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J g_{tk}(j) = d_{tk} \qquad \text{para } k = 1, \dots, K \qquad (3.12)$$

donde:

d_{tk}	demanda de energía en la etapa t , escalón k	MWh	D
----------	--	-------	---



3.4 Función de costo futuro

Como se ilustró en la sección 2.7, la función de costo futuro se representa como un conjunto de restricciones lineales, donde cada una representa una linealización de la función.

$$\alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) = \alpha$$

sujeto a

$$\alpha \geq w_t(p) + \sum_{i=1}^I \lambda_{tv}(i, p) \times v_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^I \lambda_{ta}(i, p) \times a_t(i) \quad (3.13)$$

para $p = 1, \dots, P$

donde:

p	índice de los cortes o linealizaciones		
P	número de cortes o linealizaciones de la función de costo futuro		
α	variable escalar que representa el valor esperado del costo futuro	$k\$$	V
$w_t(p)$	término constante del p-ésimo corte	$k\$$	D
$\lambda_{tv}(i, p)$	coeficiente del volumen final del embalse i en el p-ésimo corte	$k\$/hm^3$	D
$\lambda_{ta}(i, p)$	coeficiente de la afluencia lateral a la central hidroeléctrica i en el p-ésimo corte	$k\$/hm^3$	D

NA



4 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – HIDROELÉCTRICA

Además de las restricciones básicas el programa SDDP permite modelar una serie de aspectos adicionales. Cabe observar que la representación de estos aspectos es opcional y depende de las características del sistema en estudio.

4.1 Vertimiento no controlable

Para los representar los embalses que no pueden verter si no están llenos, se utilizan restricciones de programación entera mixta, como se ilustra a continuación:

$$x_t(i) \leq v_{t+1}(i) / \overline{v}_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \dots, I \qquad (4.1a)$$

$$s_t(i) \leq M \times x_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \dots, I \qquad (4.1b)$$

donde:

i	índice de las centrales hidroeléctricas		
I	número de centrales hidroeléctricas		
$x_t(i)$	variable de decisión de la planta i en la etapa t	0 – 1	V
$s_t(i)$	volumen vertido de la planta i en la etapa t	hm^3	V
M	una constante de grande valor (representa “infinito”)	hm^3	D
$v_{t+1}(i)$	almacenamiento final de la planta i en la etapa t	hm^3	V
$\overline{v}_t(i)$	almacenamiento máximo de la planta i en la etapa t	hm^3	D

4.2 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de alerta

El objetivo de restricciones de volumen de alerta es penalizar el almacenamiento cuando si encuentra en situaciones debajo de un nivel de seguridad. Este tipo de restricciones se utiliza, por ejemplo, en el sistema de Colombia.

$$v_t(i) + \delta a_t(i) \geq \underline{v} a_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \dots, I \qquad (4.2)$$

donde:

$\underline{v} a_t(i)$	volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta a_t(i)$	violación del volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm^3	V

Esta variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$) que debe ser informado por el usuario o puede ser calculado automáticamente por el modelo como siendo:

$$1.1 \times [\text{Costo de la térmica más cara } (\$/MWh)] \times [\text{Suma de los coeficientes de producción del embalse y de las centrales aguas abajo del embalse}]$$

Por la expresión anterior se concluye que el costo para usar el volumen de alerta es más alto que el costo de utilizar la térmica más cara del sistema. Consecuentemente, el volumen de

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

alerta solo se utilizará cuando todas las plantas térmicas del sistema están generando su capacidad.

4.3 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes mínimos operativos

La curva de volumen mínimo operativo representa una reserva operativa “estratégica”, más importante que el volumen de alerta.

$$v_t(i) + \delta m_t(i) \geq \underline{vm}_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \tag{4.3}$$

donde:

$\underline{vm}_t(i)$	volumen mínimo operativo de la central i , etapa t	hm^3	D
$\delta m_t(i)$	violación del volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm^3	V

Esta variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad (\$/hm³) que debe ser informado por el usuario o puede ser calculado automáticamente por el modelo como siendo:

$$1.1 \times [\text{Costo de Racionamiento } (\$/MWh)] \times [\text{Suma de los coeficientes de producción del embalse y de las centrales aguas abajo del embalse}]$$

En otras palabras esta restricción no será atendida únicamente si es físicamente imposible, por ejemplo, si el menor valor de la curva aumenta de una etapa para otra y el caudal no es suficiente para llenar el embalse hasta el nuevo nivel.

4.4 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de espera

La curva de volúmenes de espera representa restricciones en el volumen almacenado en el embalse para control de inundaciones. Estas restricciones son modeladas de la siguiente manera:

$$v_t(i) \leq \text{Min } (\overline{v}_t(i), \underline{ve}_t(i)) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \tag{4.4}$$

donde:

$\underline{ve}_t(i)$	volumen de espera de la central i , etapa t	hm^3	D
-----------------------	---	--------	---

4.5 Restricciones en el desfogue total

Las restricciones en el desfogue total de una central hidroeléctrica representan restricciones de navegación en el caso del desfogue total mínimo y en el caso del desfogue total máximo sirven para evitar daños aguas abajo en el caso de crecidas.

$$\underline{\Delta}_t(i) \leq u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \delta_{1t}(i) - \delta_{2t}(i) \leq \overline{\Delta}_t(i) \tag{4.5}$$

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

para $i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K$

donde:

$\underline{\Delta}_t(i)$	desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\overline{\Delta}_t(i)$	desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm^3	D
$\delta_{1t}(i)$	violación del desfogue mínimo de la central i en la etapa t	hm^3	V
$\delta_{2t}(i)$	violación del desfogue máximo de la central i en la etapa t	hm^3	V

Las variables que representan las violaciones de las restricciones de desfogue entran en la función objetivo con un coeficiente de penalidad ($\$/hm^3$). Los valores de penalidad por violación del desfogue total (mínimo o máximo) deben ser informados por el usuario.

4.6 Restricciones de regulación en centrales de pasada

La mayoría de las centrales de pasada tienen pequeños embalses que permiten por lo menos una regulación diaria, es decir, el volumen afluente que llega en la hora fuera de la punta puede ser almacenados para ser turbinado en la hora de punta. En el caso de embalses muy pequeños es posible limitar esta transferencia a través de la siguiente restricción:

$$u_{tk}(i) + s_{tk}(i) \geq \phi(i) \times [a_t(i) \times h(k) + \sum_{m \in IU(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in IS(i)} s_{tk}(m)] \quad (4.6)$$

para $i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K$

donde:

$\phi(i)$ factor de regulación de la central de pasada i p.u. D

Si el factor de regulación $\phi(i) = 1$ significa que 100% del volumen lateral afluente en el escalón k (suma de la afluencia incremental y de los desfogues de las centrales aguas arriba) debe ser usado en el mismo escalón, es decir, no existe transferencia de energía entre los escalones: se trata de una central de pasada *pura*. Caso el factor de regulación $\phi(i) = 0$ significa que se puede transferir 100% del volumen afluente para producción de energía en cualquier otro escalón. Valores intermedios para $\phi(i)$, entre 0 y 1, reflejan una capacidad parcial de regulación de los caudales entre los escalones.

4.7 Riego

Cuando se representan riegos, se modifica la ecuación de balance hídrico de las centrales con riego para considerar una constante $r(i)$ (que corresponde a los valores especificados para el riego) y una variable de decisión $\delta r(i)$ para representar la violación del riego especificado, como ilustrado a continuación:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^K [u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \phi_{tk}(i)] \quad (4.7)$$
$$-r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{k=1}^K (\sum_{m \in IU(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in IS(i)} s_{tk}(m) + \sum_{m \in IF(i)} \phi_{tk}(m))$$

para $i = 1, \dots, I$



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

donde:

$r_t(i)$	volumen retirado de la central i (riego) en la etapa t	hm^3	V
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la central i en la etapa t	hm^3	V

La variable de holgura que representa la violación del riego $\delta r(i)$ tendrá sus límites establecidos por el propio valor del riego como:

$$\delta r_t(i) \leq r_t(i) \qquad \text{para } i = 1, \dots, I \qquad (4.8)$$

La función objetivo penaliza estas variables de holgura (violación de riego) de acuerdo con el tipo del modelo de riego establecido por el usuario:

1. Riego es prioritario a la producción de energía:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo de déficit} \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(m)) \times \delta r_t(m)]$$

donde:

$J(i)$	conjunto de plantas aguas abajo de la planta i	D
--------	--	---

2. La producción de energía es prioritaria al riego:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo operativo de la térmica más cara} \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(m)) \times \delta r_t(m)]$$

3. Valor de penalidad informado por el usuario:

$$\mu_r(i) = C_{ri} \times \delta r_t(m)$$

donde:

C_{ri}	costo fijo proporcionado por el usuario	$k\$/hm^3$	D
----------	---	------------	---

4.8 Modelo de volumen muerto

El proceso de llenado de un embalse hasta que el volumen embalsado alcance el nivel mínimo (conocido como “volumen muerto”) tiene efecto sobre la operación tanto de plantas que están aguas arriba como también de plantas ubicadas aguas debajo de la central en proceso de llenado del volumen muerto. Para representar el llenado del volumen muerto se utiliza curva creciente para el almacenamiento mínimo (sección 4.3) como ilustrado por la Figura 4.1 a continuación.



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

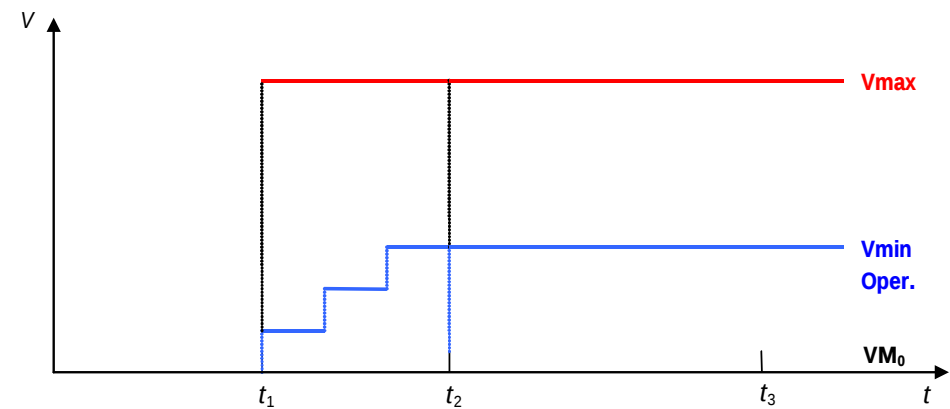


Figura 4.1 – Modelaje del llenado del volumen muerto de una central hidroeléctrica

donde:

t	etapa del estudio	D
t_1	la etapa inicial del período definido para completar el volumen muerto	D
t_2	el número de etapas para completar el volumen muerto	D
t_3	la etapa final del período definido para completar el volumen muerto, $t_2 = t_1 + N$	D
N	la etapa de entrada en operación	D
VM_0	condición del embalse en la primera etapa del período definido para completar el volumen muerto	p.u. D
V_{max}	volumen máximo del embalse de los datos de configuración hidroeléctrica	hm^3 D
V_{min}	volumen mínimo del embalse de los datos de configuración hidroeléctrica	hm^3 D
Q_{max}	Turbinamiento máximo de los datos de configuración hidroeléctrica	m^3/s D

En este modelo se observan las siguientes variaciones en el tiempo:

- Antes de t_1 la planta es futura, o sea, no produce energía;
- El volumen mínimo, para aquellas plantas que tienen período definido para completar el volumen muerto, no puede ser una restricción dura porque esto puede provocar inviabilidad a partir del período ($t_1 \leq t$) definido para completar el volumen muerto. El volumen mínimo será definido igual a cero y su volumen mínimo real será representado como un volumen mínimo operativo penalizado en la función objetivo;
- El proceso para completar el volumen muerto ($t_1 \leq t \leq t_2$) será realizado a través de una función lineal y creciente por bloques representada por el volumen mínimo operativo y penalizada como $1.1 \times$ costo de déficit. En este período la planta deja de ser futura solamente para efecto de completar el volumen muerto pero no entra efectivamente en operación;



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

- A partir de $t \geq t_2$, la planta comienza a contribuir para la energía almacenada y energía almacenable máxima, a pesar de no estar en operación. La contribución para el cálculo de las energías debe ser solamente la debida al volumen del embalse. La productibilidad de esta planta no debe ser acumulada para uso en el cálculo de la energía almacenada. El volumen mínimo operativo será utilizado para calcular el volumen útil de la planta;
- De t_3 en adelante, la planta entra efectivamente en operación.

La Tabla 4.1 presenta un sumario de cómo se representan las variables durante el período de llenado del volumen muerto.

Tabla 4.1 – Parámetros para el proceso de llenado del volumen muerto

Variable/Período	$t < t_1$	$t_1 \leq t < t_2$ ($k = 1 \dots N - 1$)	$t_2 \leq t < t_3$	$t_3 \leq t$
Factor de producción	Constante	Constante	Constante	Constante
Volumen mínimo	VM0	VM0	VM0	VM0
Volumen máximo	0	Vmax	Vmax	Vmax
Volumen mínimo operativo	0	VM0 + (Vmin-VM0) × (k+1)/N	Vmin	Vmin
Turbinamiento Máximo	0	0	0	Qmax
Energía Almacenada y Almacenable Máxima	0	0	Contabiliza solamente la contribución de la propia planta.	Contabiliza toda la cascada.

4.9 Canal de desfogue

La altura del canal de desfogue varía en función del desfogue total y esta dependencia influencia el cálculo del factor de producción, dado por:

$$\rho = \Delta h \times g \times \eta \tag{4.9}$$

donde la diferencia de alturas está definida como:

$$\Delta h = h(v) - h(u + s) \tag{4.10}$$

donde:

- v volumen almacenado en el embalse
- u volumen turbinado
- s volumen vertido
- $h(v)$ cota del embalse
- $h(u + s)$ cota del canal de desfogue

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Suponga que $h(v)$ es constante o calculado a priori en función del volumen del embalse. Suponga también que se informa una tabla (h_i, d_i) que contiene la información de la cota del canal de desfogue función del desfogue total de la central. Por lo tanto, se puede considerar h_i la cota del canal de desfogue como representado en la Figura 4.2.

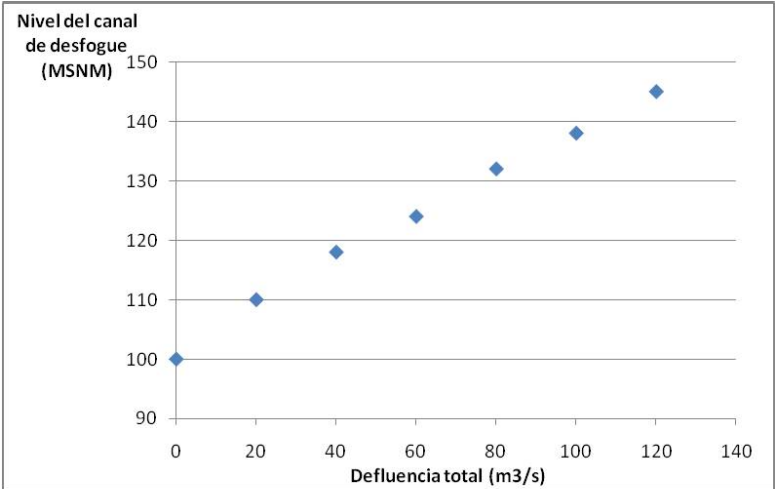


Figura 4.2 – Nivel del canal de desfogue versus desfogue total

A partir de estos cinco intervalos es posible definir los siguientes valores para Δh :

$$\Delta h_i = h(v) - h_i \qquad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \qquad (4.11)$$

Por lo tanto tendremos un factor de producción para cada intervalo:

$$\rho_i(d) = \Delta h_i \times g \times \eta \quad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \qquad (4.12)$$

Finalmente la generación hidroeléctrica para cada segmento estará dada por:

$$E_i = \rho_i(d) \times u \qquad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \qquad (4.13)$$

La construcción de la curva a continuación se hace a partir de la siguiente tabla:

Tabla 4.2 – Cota del canal de desfogue versus desfogue total

Desfogue total (m3/s)	Cota del canal de desfogue (MSNM)	Factor de producción (MW/m3/s)	Turbinamiento (m3/s)	Generación (MW)
0	100	1.962	0	0.00
20	110	1.766	20	35.32
40	118	1.609	40	64.35
60	124	1.491	60	89.47
80	132	1.334	80	106.73
100	138	1.216	80	97.32
120	145	1.079	80	86.33

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Para desfogue totales mayores que el turbinamiento máximo, la generación total va disminuir en función de la altura del canal de desfogue que aumenta con el vertimiento y por lo tanto disminuye el factor de producción.

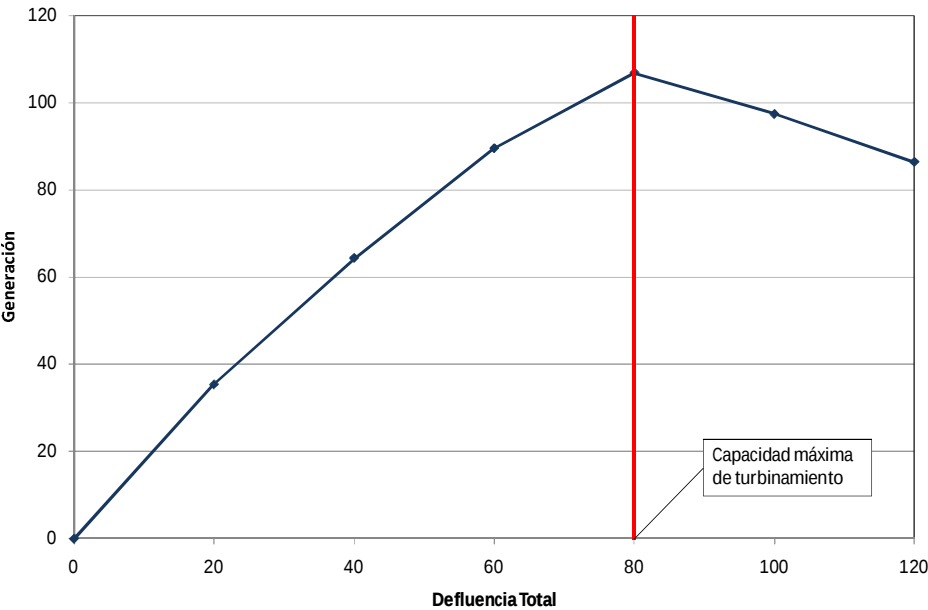


Figura 4.3 – Potencia generada x desfogue

Asociado a cada uno de los segmentos *i* se define una recta dada por:

$$a_i (u + s) + b_i \tag{4.14}$$

donde:

$$a_i = (g_{i+1} - g_i)/(d_{i+1} - d_i) \qquad \text{y} \qquad b_i = g_{i+1} - a_i d_{i+1}$$

y por lo tanto la variación de la generación hidroeléctrica en función de la altura del canal de desfogue puede ser representada a través del siguiente conjunto de restricciones:

$$E_h \leq a_i (u + s) + b_i \tag{4.15a}$$

$$u \leq \overline{u} \tag{4.15b}$$

4.10 Generación en función de la afluencia

Para plantas filo de agua, el turbinamiento es igual a la afluencia total. La utilización de caudales promedio (mensuales o semanales) puede súper-estimar la generación de estas plantas. Una alternativa para modelar la generación de plantas filo de agua de manera más adecuada es definir una tabla que relaciona el caudal turbinable dado el caudal total. Por ejemplo:



Tabla 4.3 – Turbinamiento versus caudal afluente

Caudal total (m³/s)	Caudal turbinable (m³/s)
$a_i \leq 10$	10
$10 < a_i \leq 20$	19
$20 < a_i \leq 30$	28
$30 < a_i \leq 40$	36
$40 < a_i \leq 50$	38

Una manera de corregir esta sobre-estimativa sería ajustar el factor de producción de la central por un factor que represente que la producción de energía depende del caudal afluente total. Suponga el siguiente ajuste para una central con factor de producción de 1.2 MW/m³/s:

Tabla 4.4 – Factor de Producción

Caudal total (m3/s)	Caudal turbinable (m3/s)	Ajuste de factor de producción	Factor de produc- ción resultante
$a_i \leq 10$	10	1.00	1.20
$10 < a_i \leq 20$	19	0.95	1.14
$20 < a_i \leq 30$	28	0.93	1.12
$30 < a_i \leq 40$	36	0.90	1.08
$40 < a_i \leq 50$	38	0.76	0.91

La generación hidroeléctrica, representada por la variable E_h para cada intervalo es dada por el producto del factor de producción resultante multiplicado por el caudal total, limitada por la capacidad de turbinamiento de la planta.

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

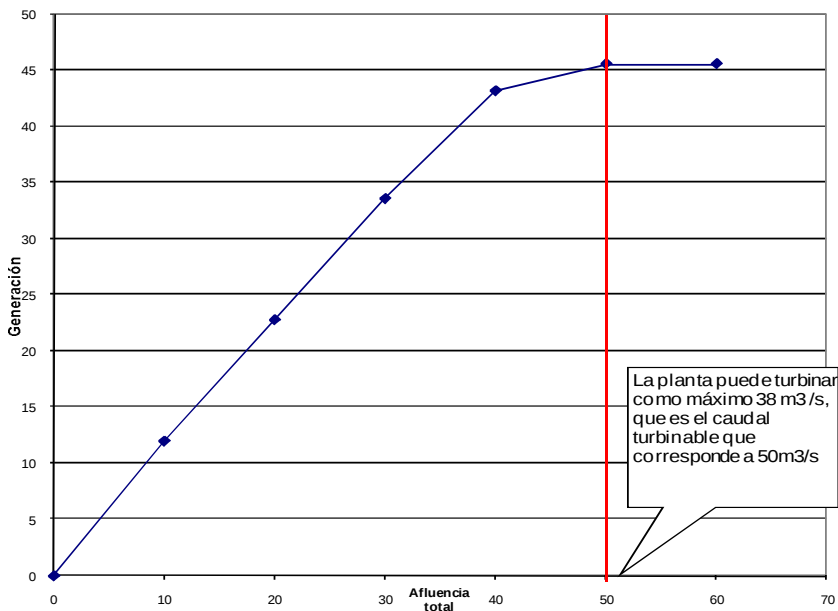


Figura 4.4 – Factor de producción x caudal afluente de plantas filo de agua

Asociado a cada uno de los segmentos i se define una recta dada por:

$$\phi_i(u + s) + \theta_i \tag{4.16}$$

Donde utilizando los puntos extremos (a_i, g_i) y (a_{i+1}, g_{i+1}) , se obtiene:

$$\phi_i = (g_{i+1} - g_i)/(a_{i+1} - a_i) \qquad \text{y} \qquad \theta_i = g_{i+1} - \phi_i a_{i+1}$$

y por lo tanto la variación de la generación hidroeléctrica en función de la afluencia total puede ser representada a través del siguiente conjunto de restricciones:

$$E_h \leq \phi_i(u + s) + \theta_i \quad \text{para } i = 1, \dots, \text{Número de segmentos} \tag{4.17a}$$

$$u \leq \bar{u} \tag{4.17b}$$

4.11 Curva de aversión a riesgo

La Curva de Aversión a Riesgo (CAR) se representa en el modelo SDDP por sistema a través de la siguiente restricción:

$$\sum_{i \in N_r} \sum_{j \in J_i} (\rho(v_t(j)) \times (v_{t+1}(j) - \underline{v}_t(j)) \times f_{vutil}(j) + \delta_t \geq f_{ea} \times \sum_{i \in N_r} \sum_{j \in J_i} (\overline{\rho}(j) \times (\overline{v}_t(j) - \underline{v}_t(j)) \times f_{vutil}(j) \tag{4.18}$$

donde:



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

i, j	índices para los embalses		
N_r	número de embalses del sistema		
J_i	conjunto de plantas hidroeléctricas aguas abajo de la planta i		
$\rho(v_t(j))$	coeficiente de producción para cálculo de la energía almacenada de la CAR, de la planta j en la etapa t , calculado en función del volumen del embalse	MWh/hm^3	V
$\bar{\rho}(j)$	coeficiente de producción promedio para cálculo de la energía almacenable máxima, de la planta j	MWh/hm^3	D
$v_{t+1}(j)$	almacenamiento final de j en la etapa t	hm^3	V
$\underline{v}_t(j)$	almacenamiento mínimo de j en la etapa t	hm^3	D
$\bar{v}_t(j)$	almacenamiento máximo de j en la etapa t	hm^3	D
$f_{vutil}(j)$	factor de participación del volumen de la planta j en el sistema	$p.u$	D
δ_t	variable de holgura asociada a la restricción de la curva de aversión a riesgo en la etapa t	MWh	V
f_{ea}	factor de la curva de aversión a riesgo	$p.u$	D

La variable de holgura entra en la función objetivo con un coeficiente de penalidad expresado en \$/MWh. Ella indica cual es el recurso más caro que se desea utilizar para evitar la violación del nivel de almacenaje esTablacido por la Curva de Aversión a Riesgo. El usuario puede seleccionar el tipo de penalización que desea asociar a la violación de la Curva de Aversión a Riesgo. Las siguientes dos posibilidades están disponibles en el programa.

- Penalidad de referencia: corresponde a un valor constante, informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo. Es la opción padrón ($1.1 \times Costo\ de\ la\ térmica\ más\ cara$) determina que esta restricción no será atendida únicamente con la finalidad de evitar un racionamiento en el sistema.
- Penalidad reducida: corresponde a un valor de penalidad calculado automáticamente en función del valor del agua para cada etapa y escenario hidrológico.

En la recursión backward existen dos opciones adicionales para corrección del factor de penalización. En la primera se determina la penalización reducida para el primer escenario condicionado (abertura) de cada serie y se asume que este valor es una buena aproximación para las aberturas restantes. En la segunda opción, el programa determina una penalización reducida individualizada para cada escenario condicionado.

4.12 Energía de alerta para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad mínima de energía de alerta a ser atendida por un conjunto de embalses.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) + \delta a_t(r) \geq \underline{ea}_t(r)$$

(4.19)



para $r = 1, \dots, R_a$

donde

R_a	conjunto de restricciones de energía de alerta		
U_r	conjunto de embalses para la restricción de energía de alerta r		
$\delta a_t(r)$	violación da energía de alerta r en la etapa t	MWh	V
$\underline{ea}_t(r)$	energía de alerta r en la etapa t	MWh	D

La variable de holgura que representa la violación de las restricciones de energía de alerta es considerada en la función objetivo, multiplicada por un coeficiente de penalidad (\$/MWh), informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo como:

$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo de la térmica más cara}$

4.13 Energía mínima de seguridad para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad mínima de energía de seguridad a ser atendi-
da por un conjunto de embalses.

$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) + \delta m_t(r) \geq \underline{em}_t(r)$ (4.20)

para $r = 1, \dots, R_s$

donde

R_s	conjunto de restricciones de energía de seguridad		
U_r	conjunto de embalses para la restricción de energía de seguri- dad r		
$\delta m_t(r)$	violación de la energía de seguridad r en la etapa t	MWh	V
$\underline{ea}_t(r)$	energía de seguridad r en la etapa t	MWh	D

La variable de holgura que representa la violación de las restricciones de energía de seguridad es considerada en la función objetivo, multiplicada por un coeficiente de penalidad (\$/MWh), informado por el usuario o calculado automáticamente por el modelo como:

$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo de déficit}$

4.14 Energía de espera para un conjunto de embalses

La siguiente restricción determina una cantidad máxima de energía de espera a ser atendida
por un conjunto de embalses.

$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) \leq \overline{ee}_t(r)$ (4.21)

para $r = 1, \dots, R_e$

donde

R_e	conjunto de restricciones de energía de espera
-------	--

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

U_r conjunto de embalses para la restricción de energía de espera
 r
 $\overline{ee}_t(r)$ energía de espera r en la etapa t MWh D



5 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – PLANTAS TÉRMICAS

5.1 Centrales térmicas con costos lineales por parte

El factor de consumo de centrales térmicas (en unidades de combustible/MWh) se representa variable hasta un máximo de tres valores de acuerdo al despacho de la central, como se muestra en la Figura 5.1 a continuación.

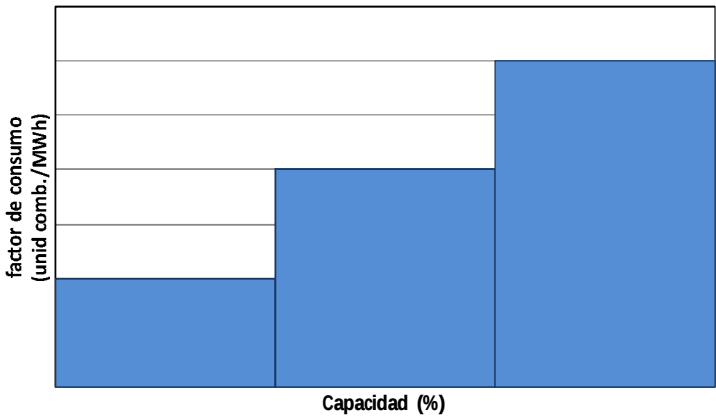


Figura 5.1 – Factor de consumo en función de la producción de la central térmica

En este caso el costo operativo de la central térmica resulta en una función lineal por partes, como ilustrado en la Figura 5.2.

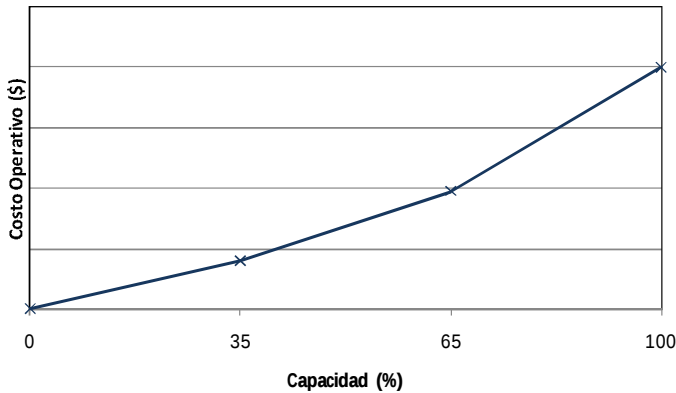


Figura 5.2 – Costo operativo térmico por una función lineal por partes

Se observa que los costos operativos unitarios son no decrecientes. Internamente, este tipo de central se representa con tres variables de generación térmica, cada una con un costo unitario de $c(j, h)$ \$/MWh, para $h = 1, 2, 3$. Estas variables tienen los siguientes límites operativos:

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$0 \leq g_{tk}(j, h) \leq \sigma(j, h) \times \overline{g}_{tk}(j) \text{ para } j = 1, \dots, J; h = 1, 2, 3; k = 1, \dots, K \quad (5.1)$$

donde:

$c(j, h)$	costo unitario de la térmica j en el tramo h		D
$g_{tk}(j, h)$	generación de la central térmica j en el tramo h	MWh	V
$\sigma(j, h)$	factor de participación del tramo h en la capacidad total	p.u	D

La generación total de la central en la etapa t , escalón k , es, por lo tanto, calculada como la suma de las variables generación de cada tramo:

$$g_{tk}(j) = \sum_{h=1}^3 g_{tk}(j, h) \text{ para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (5.2)$$

De forma similar, en la función objetivo del problema de despacho el costo de producción de la térmica se calculará por:

$$\sum_{h=1}^3 c(j, h) \times g_{tk}(j, h) \text{ para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (5.3)$$

Cabe observar que si para la central térmica j se representan restricciones de generación mínima mayores que cero, las restricciones de límite operativo se escriben de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Min } \left\{ \underline{g}_{tk}(j) - \sum_{i < h} \sigma(j, i) \times \overline{g}_{tk}(j); \sigma(j, h) \times \overline{g}_{tk}(j) \right\} \leq \\ g_{tk}(j, h) \leq \sigma(j, h) \times \overline{g}_{tk}(j) \end{aligned} \quad (5.4)$$

para $j = 1, \dots, J; h = 1, 2, 3; k = 1, \dots, K$

5.2 Centrales térmicas must-run

Estas centrales se caracterizan por tener que generar, de forma forzada, su capacidad máxima. En este caso las restricciones de límite de generación térmica para centrales para este tipo de central se substituyen por las siguientes restricciones:

$$g_{tk}(j) = \overline{g}_{tk}(j) \text{ para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (5.5)$$

5.3 Límites en el consumo de combustible

La restricción representa límites en la disponibilidad de un combustible en la etapa:

$$\sum_{k=1}^K \sum_{j \in \Phi(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) \leq \overline{\Phi}_t(l) \text{ para } l = 1, \dots, F \quad (5.6)$$

donde:

l índice de los combustibles



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de térmicas que utilizan el combustible l		
$\varphi(j)$	factor de consumo de la central j	UC / MWh	D
$\Phi_t(l)$	disponibilidad del combustible de la central l en la etapa t	UC	D

5.4 Límites en la tasa de consumo de combustible

La restricción representa límites en la tasa de consumo de un combustible en la etapa, debido, por ejemplo, a la dimensión de un gaseoducto.

$$\sum_{j \in \Phi(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) \leq \tau_t(l) \times h(k) \quad \text{para } l = 1, \dots, F; k = 1, \dots, K \quad (5.7)$$

donde:

l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de térmicas que utilizan el combustible l		
$\varphi(j)$	factor de consumo de la central j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	tasa máxima de consumo del combustible l en la etapa t	UC/hour	D
$h(k)$	duración del escalón k	horas	D

5.5 Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas

Las restricciones de generación mínima son necesarias por ejemplo para aporte de reactivos. Cuando son individuales se representan como los límites inferiores de las variables de generación térmica3.9). Para grupos de centrales térmicas se representa la siguiente restricción:

$$\sum_{j \in J_r} g_{tk}(j) \geq \underline{g}_{tk}(r) \quad \text{para } r = 1, \dots, R; k = 1, \dots, K \quad (5.8)$$

donde:

r	índice de los grupos de centrales térmicas		
R	número de grupos de centrales térmicas		
J_r	conjunto de térmicas que pertenecen al grupo r		
$\underline{g}_{tk}(r)$	generación mínima para el grupo r en la etapa t , escalón k	MWh	D

Observe que en la implementación de esta restricción existe la limitación de que cada unidad térmica sólo puede participar en una restricción de generación mínima.

5.6 Restricciones de generación

Estas restricciones son una generalización de las anteriores. Pueden combinar unidades hidroeléctricas y térmicas y pueden limitar su generación total inferior o superiormente. Además cada generador hidroeléctrico o térmico puede participar en más de una restricción.



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

La expresión general es:

$$\underline{G}_{tk}(r) \leq \sum_{i \in I_r} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J_r} g_{tk}(j) \leq \overline{G}_{tk}(r) \quad \text{para } r = 1, \dots, R; k = 1, \dots, K \quad (5.9)$$

donde:

r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
I_r	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción r		
J_r	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	Límite inferior de la restricción r en la etapa t , escalón k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	Límite superior de la restricción r en la etapa t , escalón k	MWh	D

5.7 Centrales térmicas multi-combustible

Una central térmica multi-combustible se representa como un grupo de centrales térmicas que comparten datos que son iguales, por ejemplo, generación mínima, factores de indisponibilidad y otros que son particulares al combustibles que está en uso, datos de consumo, costo operativo, generación máxima. De esta manera la variable de generación $g_{tk}(j)$ se substituye por un conjunto de variables $g_{tk}(j)$, cada una de ellas representando la parte de generación de la térmica j correspondiente a cada uno de los combustibles alternativos. Para representar la capacidad variable por los combustibles se define una variable $p_{tk}(i)$ que asume valores entre 0 y 1. La generación total de este grupo de plantas térmicas debe satisfacer la siguiente restricción:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \leq 0 \quad \text{para } i \in M(j); j \in J \quad (5.10a)$$

$$0 \leq \sum_{i \in M(j)} p_{tk}(i) \leq 1 \quad \text{para } j \in J \quad (5.10b)$$

donde:

$M(j)$	conjunto de variables de generación térmica que representan la generación de cada combustibles en la central multi-combustible j
$p_{tk}(i)$	parte de la capacidad utilizada para producción por el combustible i en la central térmica j
J	Conjunto de térmicas multi-combustible

De forma similar al caso en que los costos operativos se representan por una función lineal por partes, las generaciones variables asociadas a térmicas multi-combustibles son consideradas en las restricciones de una central térmica. Por ejemplo, caso la central j es multi-combustible y *must-run*, se modifica la ecuación (5.10a) para:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \leq 0 \quad \text{para } i \in M(j) \quad (5.11)$$



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Similarmente, la función objetivo de problema de despacho se modifica para:

$$\sum_{i \in M(j)} c(i) g_{tk}(i)$$

para $k = 1, \dots, K$

(5.12)

donde:

$c(i)$

costo operativo de la térmica j considerando el combustible representado por la variable de generación $g_{tk}(i)$

$\$/MWh$

D

Se destaca que es posible combinar centrales térmicas multi-combustible con otros atributos de una central térmica, por ejemplo, costos operativos representados por una linear por partes y must-run.

5.8 Centrales térmicas tipo unit commitment

Las centrales térmicas tipo *commitment* representan aquellas para las cuales está asociado un costo de arranque. La decisión de despachar una central térmica de este tipo puede ser realizada para cada etapa o cada escalón de demanda dentro de la etapa. En ambos casos estas centrales se modelan usando variables de decisión entera (0/1). De esta forma la representación de este tipo de centrales requiere la utilización de algoritmos de programación entera mixta, lo que introduce una complicación de tipo computacional en el modelo. Si el número de estas centrales no es muy elevado este aspecto no es muy importante.

Si la decisión de despachar se realiza una vez en la etapa, los límites de generación se representan con las siguientes restricciones.

$$g_{tk}(j) - \overline{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \leq 0$$

para $j \in C; k = 1, \dots, K$

(5.13a)

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \geq 0$$

para $j \in C; k = 1, \dots, K$

(5.13b)

$$x_t(j) \in \{0,1\}$$

para $j \in C$

(5.13c)

donde:

C

conjunto de las centrales térmicas tipo *commitment*

$\$/MWh$

D

$x_t(j)$

decisión de despachar la central térmica j (variable entera 0/1) en la etapa t

$p.u$

V

Se incluye en la función objetivo la variable de decisión multiplicada por el costo de arranque correspondiente:

$$\sum_{j \in C} c_a(j) \times x_t(j)$$

(5.14)

donde:

$c_a(j)$

costo de arranque de la central térmica j

$k\$$

D

Si la decisión de despachar la central térmica se realiza a cada escalón, entonces las restricciones resultan:



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$g_{tk}(j) - \overline{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \leq 0 \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \tag{5.15a}$$

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \geq 0 \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \tag{5.15b}$$

$$x_{tk}(j) \in \{0,1\} \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \tag{5.15c}$$

y el término que debe ser incluido en la función objetivo es:

$$\sum_{j \in C} \sum_{a \in C} c_a(j) \times x_{tk}(j) \tag{5.16}$$

donde:

$x_{tk}(j)$ decisión de despachar la central térmica en el escalón k $p.u$ V

5.9 Plantas térmicas con contrato de combustible

En un contrato Take or Pay (ToP), el generador “pre-compra” una dada cantidad de combustible, el cual puede ser utilizado durante todo el periodo de duración del contrato. En cada etapa, el generador decide el montante de combustible que será retirado de su “cuenta” de contrato. Este combustible puede ser utilizado para producir energía y/o ser almacenado en un reservorio físico de combustible para utilización futura. Al final del contrato, cualquier cantidad remaneciente de combustible en la “cuenta” es generalmente perdida. En algunos contratos ToP especiales, una fracción remaneciente puede ser transferida para el contrato siguiente. Finalmente, el generador puede también comprar combustible adicional del mercado spot, a precios mayores.

Los parámetros de un contrato de combustible ToP son la duración (número de etapas), los volúmenes mínimo y máximo y una tasa de disponibilidad. Como mencionado, el volumen mínimo de combustible es un valor pre-pago (valor ToP). De esta manera, cada contrato de suministro de combustible puede ser modelado por dos reservorios, uno representando el componente ToP, y el otro la posibilidad de comprar combustible adicional hasta su capacidad máxima. Un tercero reservorio es utilizado para representar el almacenamiento físico de combustible, cuando el mismo está disponible.

Los niveles de almacenaje de los reservorios de combustible formarán parte de las variables de estado del SDDP y serán incorporadas en el procedimiento de la etapa backward del algoritmo del SDDP, donde aproximaciones lineales de la función de costo futuro (FCF) son construidas.

Por simplicidad de notación, iremos ilustrar el modelo de contrato de combustible para el caso con solamente un contrato de combustible ToP, un reservorio físico de combustible y una única planta térmica. Los siguientes términos serán adicionados a la función objetivo.

$$\alpha_t(w_t, y_t, z_t) = \text{Min}\{Cc \times (\sum_{k=1}^K f y_{tk}(j) + \sum_{k=1}^K f y_{tk}(r))\} - \alpha_{t+1}(w_{t+1}, y_{t+1}, z_{t+1}) \tag{5.17}$$



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Observe que el montante fijo del contrato correspondiente a la parte ToP no es adicionado a la función objetivo porque él no afecta el proceso de optimización. Su contribución es adicionada separadamente en los informes de salida.

Las ecuaciones de balance para el contrato de combustible (ToP y compra adicional) se presentan a continuación:

$$w_{t+1} = w_t + aw_t - \sum_{k=1}^K fw_{tk}(j) - \sum_{k=1}^K fw_{tk}(r) - sw_t \tag{5.18}$$

$$0 \leq w_{t+1} \leq \overline{w} \tag{5.19}$$

$$y_{t+1} = y_t + ay_t - \sum_{k=1}^K fy_{tk}(j) - \sum_{k=1}^K fy_{tk}(r) - sy_t \tag{5.20}$$

$$0 \leq y_{t+1} \leq \overline{y} \tag{5.21}$$

El contrato tiene un límite de disponibilidad, por bloque de demanda.

$$0 \leq fw_{tk}(j) + fw_{tk}(r) + fy_{tk}(j) + fy_{tk}(r) \leq \overline{f}c_k \tag{5.22}$$

El reservorio físico de combustible es por su vez representado por el balance del reservorio y sus límites de inyección y de retirada.

$$z_{t+1} = z_t + \sum_{k=1}^K fw_{tk}(r) + \sum_{k=1}^K fy_{tk}(r) - \sum_{k=1}^K fz_{tk}(j) \tag{5.23}$$

$$\underline{z} \leq z_{t+1} \leq \overline{z} \tag{5.24}$$

$$0 \leq fw_{tk}(r) + fy_{tk}(r) \leq \overline{I}fr_k \tag{5.25}$$

$$0 \leq fz_{tk}(j) \leq \overline{R}fr_k \tag{5.26}$$

Finalmente, se representa el balance de combustible por planta térmica.

$$fw_{tk}(j) + fy_{tk}(j) + fz_{tk}(j) - \varphi(j) \times g_{tk}(j) = 0 \tag{5.27}$$

donde:

r	índice para el reservorio físico de combustible		
w_{t+1}	almacenaje final del reservorio del contrato, parcela ToP, al final de la etapa t	UC	V
$\overline{w}$	límite de almacenaje del reservorio ToP de combustible	UC	D
y_{t+1}	almacenaje final del reservorio adicional del contrato, al final de la etapa t	UC	V
$\overline{y}$	límite de almacenaje del reservorio adicional de combustible	UC	D
z_{t+1}	almacenaje final del reservorio de combustible al final de la etapa t	UC	V
$\underline{z}$	límite mínimo de almacenaje del reservorio físico de combustible	UC	D
$\overline{z}$	límite máximo de almacenaje del reservorio físico de combustible	UC	D
Cc	costo del contrato de combustible	\$/UC	D
$fw_{tk}(j)$	montante del contrato de combustible ToP consumido por la planta térmica j en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$fw_{tk}(r)$	montante del contrato de combustible ToP almacenado en el reservorio físico del combustible r en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$fy_{tk}(j)$	montante adicional del contrato de combustible consumido por la	UC	V

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

	planta térmica j en la etapa t y en el bloque k		
$fy_{tk}(r)$	montante adicional del contrato de combustible almacenado en el reservorio físico de combustible r en la etapa t y en el bloque k	UC	V
aw_t	afluencia del contrato de combustible ToP. Este valor corresponde al montante total del ToP, siendo solamente diferente de cero al inicio y renovación del contrato.	UC	D
sw_t	vertimiento del contrato de combustible ToP	UC	V
ay_t	afluencia adicional del contrato de combustible. Este valor corresponde al montante adicional de contrato, siendo solamente diferente de cero al inicio y renovación del contrato.	UC	D
sy_t	vertimiento adicional del contrato de combustible	UC	V
$\bar{f}c_k$	disponibilidad del contrato de combustible en el bloque k	UC	D
$fz_{tk}(j)$	montante de almacenaje del reservorio físico de combustible consumido por la planta térmica j en la etapa t y en el bloque k	UC	V
$\bar{I}fr_k$	inyección máxima en el reservorio físico de combustible en el bloque k	UC	D
$\bar{R}fr_k$	retirada máxima del reservorio de combustible en el bloque k	UC	D

NA



6 RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES – RESERVA DE GENERACIÓN

6.1 Reserva rodante

La reserva rodante es un margen operativo dado en MW para cada etapa y escalón de demanda, para ajustar la operación en tiempo real a las desviaciones con respecto a la operación programada.

6.1.1 Reserva rodante para centrales hidroeléctricas

En el caso de centrales hidroeléctricas la reserva rodante se representa como un valor que se substraee de la máxima capacidad de la planta. En este caso la restricción de turbinamiento máximo resulta:

u_{tk}(i) \leq Min \left(\bar{u}_{tk}(i), \frac{\bar{g}_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))} \right) - \frac{r_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))} \quad \text{para } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \quad (6.1)

donde:

r_{tk}(i) \text{ reserva rodante de la central } i, \text{ etapa } t, \text{ escalón } k \quad \text{MW} \quad D

6.1.2 Reserva rodante para centrales térmicas

En el caso de centrales térmicas la reserva rodante se representa a través de la siguiente restricción:

g_{tk}(j) \leq \bar{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (6.2)

donde:

r_{tk}(j) \text{ reserva rodante de la central } i, \text{ etapa } t, \text{ escalón } k \quad \text{MW} \quad D

Cabe observar que cuando la central térmica tiene una función de costos por tramos, la restricción resultante es:

\sum_{h=1}^3 g_{tk}(j, h) \leq \bar{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (6.3)

6.2 Restricciones de reserva de generación

Estas restricciones de reserva de generación pueden combinar unidades hidroeléctricas y térmicas. Existen tres opciones de representación, cuya expresión es detallada a seguir:

1. La reserva de generación debe ser mayor o igual a un porcentaje de la demanda del sistema:

\sum_{i \in I(r)} (\bar{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j \in J(r)} (\bar{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq f(r) \times d_{tk} \quad (6.4)

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

para $r = 1, \dots, R_1; k = 1, \dots, K$

2. La reserva de generación compensa la salida de operación de cualquier unidad generadora del sistema que no pertenece al conjunto de reserva:

$$\sum_{i \in I(r)} (\overline{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j \in J(r)} (\overline{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \notin I(r) \cup J(r) \quad (6.5)$$

para $r = 1, \dots, R_2; k = 1, \dots, K$

3. La reserva de generación compensa la salida de operación de cualquier unidad generadora del sistema que pertenece al conjunto de reserva.

$$\sum_{m \in I(r) \cup J(r) - s} (\overline{g}_{tk}(m) - g_{tk}(m)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \in I(r) \cup J(r) \quad (6.6)$$

para $r = 1, \dots, R_3; k = 1, \dots, K$

donde:

r	índice de las restricciones de generación		
R_1	número de restricciones de generación tipo 1		
R_2	número de restricciones de generación tipo 2		
R_3	número de restricciones de generación tipo 3		
$I(r)$	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción t		
$J(r)$	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$f(r)$	factor de la demanda correspondiente a la restricción de reserva r	$p.u$	D
d_{tk}	demanda de la etapa t , escalón k	GWh	D



7 FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE

El SDDP permite representar fuentes de energía renovable: centrales eólicas, pequeñas centrales hidroeléctricas, centrales de biomasa, etc. La representación adoptada en el SDDP presupone que el aporte de estas centrales es independiente de una etapa para la siguiente, i.e. la correlación serial es nula. Sin embargo, se preserva una característica importante que es la correlación espacial; por ejemplo, es posible representar la correlación espacial entre aportes en centrales eólicas en una misma región, donde las variaciones del viento son parecidas.

El usuario suministra escenarios sazonales de generación, que pueden ser registros históricos o generados por algún modelo externo. Antes de iniciar el proceso iterativo para cálculo de la política, el SDDP determina los escenarios que serán utilizados de la siguiente manera: para cada etapa t y para cada escenario de caudales condicionados s (abertura en la backward), se sortea un escenario de aporte de energía renovable entre los informados por el usuario para ese mes. Estos escenarios son utilizados en la fase backward.

En la fase de simulación forward se utilizan los mismos escenarios y si el número de series forward es mayor que el número de aberturas, se aplica un esquema de carrusel.

En el caso de una simulación separada, el modelo permite utilizar los mismos escenarios utilizados en la política o bien sortear directamente del archivo de escenarios del usuario. Para mayores detalles, referirse a los manuales de descripción de archivos y de usuario.

En el modelo matemático los aportes de las fuentes de energía renovable son descontados de la demanda, como mostrado a continuación:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & cg + \alpha \\ & g + r = d' \\ & r \leq d' \end{aligned}$$

donde $d' = d - ER$, siendo ER la suma de los aportes de fuentes de energía renovable en el sistema en esa etapa y serie.



8 RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Existen dos diferentes formas para representar las restricciones de la red de transmisión: a través de un modelo de interconexiones, que se encuentra descrito en esta sección; o a través del modelo de flujo de potencia linealizado, que está descrito en la próxima sección.

8.1 Modelo de interconexión

El modelo de interconexiones representa los límites para cambios de energía entre sistemas vecinos. En este caso es necesario definir una ecuación de suministro de la demanda para cada sistema y modelar los límites para la transferencia de energía entre ellos:

La demanda del sistema es compuesta por partes elásticas e inelásticas. Todas las partes son opcionales, siendo que la demanda puede ser puramente inelástica, puramente elástica o una combinación de ambas.

$$d_{tk}(s) = \sum_{i \in In(s)} d_{tk}^i(s,i) + \sum_{e \in El(s)} \sum_{p \in P(s)} d_{tk}^e(s,e,p)$$
$$0 \leq d_{tk}^e(s,l,p) \leq \overline{d_{tk}^e}(s,l,p)$$

para $s = 1, \dots, S; k = 1, \dots, K$
 $l = 1, \dots, L(l); p = 1, \dots, P(p)$

donde

s	índice dos sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
i	índice de la parte inelástica de la demanda		
$In(s)$	números de demandas inelásticas del sistema s		
e	índice de la parte elástica de la demanda		
$El(s)$	números de demandas elásticas del sistema s		
p	índice del segmento de la parte elástica de la demanda		
$P(s)$	números de segmentos de la parte elástica de la demanda l		
$d_{tk}(s)$	demanda de energía en el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	V
$d_{tk}^i(s,i)$	demanda inelástica i de energía en el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	D
$d_{tk}^e(s,e,p)$	segmento p de la parte e de demanda elástica de energia en el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	V
$\overline{d_{tk}^e}(s,e,p)$	limite máximo del segmento p de la parte e de demanda elástica de energía en el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	D

La ecuación de suministro de la demanda es representada por:

$$\sum_{i \in I(s)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(s)} g_{tk}(j) + \sum_{l \in \Omega(s)} (\omega_{tk}(l,s) - \omega_{tk}(s,l)) + r_{tk}(s)$$

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$\begin{aligned} &= d_{tk}(s) \\ \omega_{tk}(l,s) &\leq \bar{\omega}_{tk}(l,s) \\ 0 \leq r_{tk}(s) &\leq \sum_{i \in I_n(s)} d_{tk}^i(s,i) \end{aligned}$$

(8.1)

para $s = 1, \dots, S; k = 1, \dots, K$

donde

s	índice dos sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
$I(s)$	conjunto de plantas hidráulicas en el sistema s		
$J(s)$	conjunto de plantas térmicas en el sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas conectados al sistema s		
$\omega_{tk}(l,s)$	energía transferida del sistema l para el sistema s en la etapa t , blo-	MWh	V
	que k		
$\bar{\omega}_{tk}(l,s)$	capacidad de interconexión entre los sistemas l e s	MWh	D
$r_{tk}(s)$	déficit de energía en el sistema s en la etapa t , bloque k	MWh	V

La función objetivo considera un costo variable que depende del bloque de demanda, de la variable de interconexión, del costo de déficit de la parte inelástica de la demanda y del precio asociado a la parte elástica de la demanda, como se describe a seguir.

$$\begin{aligned} \text{Min } &(\sum_{l \in \Omega(s)} (c(l,s) \times \omega_{tk}(l,s) + c(s,l) \times \omega_{tk}(s,l)) + cr(s) \times r_{tk}(s) - \\ &\sum_{e \in El(s)} \sum_{p \in P(s)} (c_{tk}^e(s,e,p) \times d_{tk}^e(s,e,p))) \end{aligned}$$

(8.2)

donde

$c(l,s)$	costo de transferencia de energía del sistema l para el sistema s	\$/MWh	D
$c(s,l)$	costo de transferencia de energía del sistema s para el sistema l	\$/MWh	D
$cr(s)$	costo de déficit de energía del sistema s	\$/MWh	D
$c_{tk}^e(s,e,p)$	precio máximo del segmento p de la parte elástica de la de-	\$/MWh	D
	manda e en el sistema s		

8.1.1 Restricción de suma de intercambios

Estas restricciones permiten representar límites mínimos y máximos para un conjunto de líneas de interconexión seleccionadas por el usuario. Representando k como el índice del escalón de carga y t como el índice de tiempo, ellas pueden ser representadas por:

$$\underline{I}_{tk}(si) \leq \sum_{m \in K(si)} I_{tk}(m,si) \leq \bar{I}_{tk}(si) \text{ para } si = 1, \dots, N_{si}; k = 1, \dots, K$$

(8.3)

donde:

si	índice de la restricción de suma de intercambio
N_{si}	número de restricciones de suma de intercambios
$K(si)$	número de líneas de interconexión pertenecientes a la restricción de suma de intercambios si



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$I_{tk}(m, si)$	intercambio de la línea de interconexión m , en la etapa t , escalón k	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(si)$	límite inferior de la restricción de suma de intercambios si , en la etapa t , escalón k	MWh	D
$\bar{I}_{tk}(si)$	límite superior de la restricción de suma de intercambios si , en la etapa t , escalón k	MWh	D

8.2 Modelo de flujo de potencia linealizado

El modelo de flujo de potencia activa linealizado se compone de dos conjuntos de ecuaciones, correspondientes a la primera y segunda leyes de Kirchhoff y a las restricciones de límite de flujo en los circuitos.

8.2.1 Primera ley de Kirchhoff

La primera ley representa la ecuación de balance de energía en cada nodo (con el objetivo de simplificar la notación suponemos que existe un único generador en cada nodo):

$$\sum_{m \in \Omega(n)} f(m) + g(n) = d(n) \quad \text{para } n = 1, \dots, N$$

(8.4)

donde:

n	índice de los nodos		
N	número de nodos		
$g(n)$	generación en el nodo n	MWh	V
$d(n)$	demanda en el nodo n	MWh	D
m	índice de los circuitos		
M	número de circuitos		
$f(m)$	flujo de potencia en el circuito m	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos conectados directamente con el nodo n		

El conjunto de las ecuaciones (8.4) se escribe en forma matricial como:

$$Sf + g = d$$

(8.5)

donde:

S	Matriz de incidencia $N \times M$ que representa las conexiones nodo-circuito: la columna m de la matriz S contiene ceros en todas las posiciones excepto en las posiciones correspondientes a los nodos terminales del m -ésimo circuito, a saber, $n_F(m)$ y $n_T(m)$
-----	---

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$S(:, m) = \begin{pmatrix} 0 \\ \vdots \\ +1 \\ \vdots \\ -1 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} \begin{matrix} \leftarrow \text{nodo DE } n_F(m) \\ \\ \leftarrow \text{nodo PARA } n_T(m) \end{matrix}$$

- f vector M-dimensional de flujos en los circuitos
- g vector N-dimensional de generaciones
- d vector N-dimensional de demandas

8.2.2 Segunda ley de Kirchhoff

A su vez, la segunda ley de Kirchhoff esTablace que:

$$f(m) = \gamma(m)(\theta(n_F(m))-\theta(n_T(m)))\text{para } m = 1, \dots, M \tag{8.6}$$

- donde:
- $\gamma(m)$ susceptancia del circuito m
 - $\theta(n_F(m))$ ángulo nodal en el nodo DE $n_F(m)$
 - $\theta(n_T(m))$ ángulo nodal en el nodo PARA $n_T(m)$

En términos matriciales, las ecuaciones, (8.6) son:

$$f = \gamma S' \theta \tag{8.7}$$

- donde:
- γ matriz diagonal $M \times M$ que contiene las susceptancias de los circuitos
 - S' matriz $M \times N$, matriz transpuesta de la matriz incidencia S
 - θ vector N-dimensional de ángulos nodales

8.2.3 Límites en los flujos en los circuitos

$$-\bar{f} \leq f \leq \bar{f} \tag{8.8}$$

Donde $\bar{f}$ es el vector de capacidad de los circuitos cuyos elementos son el mínimo valor entre la capacidad especificada por el usuario en los datos de configuración/modificación y el límite natural máximo obtenido según el cálculo descrito en la sección Error! Reference source not found..

8.2.4 Formulación compacta

Todas las restricciones de esta formulación (8.4) – (8.8) son lineales y pueden ser incluidas en el planteamiento del problema. Sin embargo, cabe observar que existen tres tipos de variables de decisión, correspondientes a los vectores θ y f (el vector de generación g ya está considera-

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

do en las ecuaciones básicas). En una red típica el número de generadores sería alrededor de 100, mientras que el número de barras y circuitos puede ser diez veces mayor. Ahora vamos a mostrar que el esfuerzo computacional puede ser reducido rescribiendo el problema únicamente en términos del vector de decisiones g .

Substituyendo f como fue definido en (8.7) en (8.5) resulta:

$$B\theta + g = d \tag{8.9}$$

donde $B = SY S'$ es una matriz $N \times N$ conocida como matriz susceptancia.

El sistema de ecuaciones lineales (8.9) puede ser resuelto en términos de θ calculando la matriz inversa de B , i.e. $\theta = B^{-1}(d - g)$. Sin embargo, Se puede demostrar que el rango de la matriz B es $N - 1$. Por lo tanto, se necesita eliminar una fila y una columna de B – por ejemplo las correspondientes al nodo s – y escribir el sistema de ecuaciones como:

$$\tilde{\theta} = \tilde{B}^{-1}(\tilde{d} - \tilde{g}) \tag{8.10}$$

donde $\sim$ representa matrices y vectores sin el nodo s . El ángulo nodal para el nodo s , conocido como nodo de referencia, se define como $\theta_s = 0$. Para simplificar la notación escribimos la ecuación (8.10) en términos de los vectores completos de generación y demanda adicionando una línea y una columna nulas en la posición s de la matriz $\tilde{B}^{-1}$. Denotamos esta matriz resultante B^{-1} y se reescribe el sistema (8.10) en términos de los vectores originales:

$$\theta = B^{-1}(d - g) \tag{8.11}$$

Reemplazando (8.11) en (8.7), se obtiene:

$$f = \beta(d - g) \tag{8.12}$$

donde $\beta = \gamma S B^{-1}$ es una matriz $M \times N$. Cada elemento β_{mn} representa la sensibilidad del flujo en el circuito m con respecto a una variación en la generación en el nodo n . Se observa que los factores de sensibilidad con respecto al nodo de referencia s son iguales a cero, es decir, una variación en la inyección en este nodo no afecta los flujos. La razón es que el valor de la generación en la barra de referencia se calcula implícitamente a partir del balance generación demanda de los otros nodos:

$$e'g = e'd \tag{8.13}$$

donde e es un vector unitario de dimensión N , es decir, $e' = (1, \dots, 1)$

Las ecuaciones resultantes de la formulación compacta son:

$$e'g = e'd \tag{8.14}$$

$$g \leq \bar{g} \tag{8.15}$$



$$-\overline{f} \leq \beta(d-g) \leq \overline{f} \tag{8.16}$$

Las restricciones (8.14) y (8.15) ya están consideradas en la formulación pues corresponden al suministro de la demanda y límites para la generación. La nueva restricción que debe ser agregada al modelo es la (8.16). Escribiéndola en términos algébricos se obtiene:

$$-\overline{f}(m) \leq \sum_{n=1}^N \beta(m,N)(d(n)-g(n)) \leq \overline{f}(m) \quad \text{para } m = 1, \dots, M \tag{8.17}$$

Reescribiendo para considerar la demanda para el lado derecho de la ecuación, agregando las informaciones de la etapa y del escalón de demanda, y relajando la consideración de que existe un generador para cada nodo se obtiene:

$$\sum_{i=1}^I \beta(m,N(i))g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^J \beta(m,N(j))g_{tk}(j) \geq -\overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m,N)d_{tk}(n) \tag{8.18a}$$

$$-\sum_{i=1}^I \beta(m,N(i))g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^J \beta(m,N(j))g_{tk}(j) \leq \overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m,N)d_{tk}(n) \tag{8.18b}$$

$$\text{para } m = 1, \dots, M, k = 1, \dots, K$$

donde:

- i, j

índices para centrales hidros y térmicas en los conjuntos I y J

$n(i), n(j)$

nodos asociados a las centrales hidros i y térmicas j

$d_{tk}(n)$

demanda del nodo n en la etapa t , escalón k
- MWh

D

8.2.5 Representación de los enlaces DC

De secciones anteriores se sabe que los flujos en los circuitos no son variables de decisión independientes porque deben ser formulados en función de los parámetros de la red de transmisión, de la generación y de la demanda.

Sin embargo, los flujos en los enlaces DC son se representan como variables de decisión independientes, dado que el flujo en ellos no está sujeto a la segunda Ley de Kirchhoff. Un flujo de γMW en el enlace DC es representado como una generación *negativa* de γMW en la barra *DE* n_F y una generación *positiva* de $(1-\eta)\gamma MW$ en la barra *PARA* n_T , donde η es el factor de pérdida del enlace DC. Esta representación se incorpora a la ecuación de suministro a la demanda (8.14) y en las restricciones de flujo en los circuitos (8.16). En la ecuación de suministro a la demanda se tiene que:

$$\sum_{i=1}^I g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J g_{tk}(j) + \sum_{l=1}^L [(-\gamma_{tk}(l)) + (1-\eta_l) \times \gamma_{tk}(l)] = d_{tk} \tag{8.19}$$

para $k = 1, \dots, K$

Resultando:

$$\sum_{i=1}^I g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J g_{tk}(j) - \sum_{l=1}^L \eta_l \times \gamma_{tk}(l) = d_{tk} \quad \text{para } k = 1, \dots, K \tag{8.20}$$

Las restricciones que representan el flujo en los circuitos deben ser modificadas de la siguiente manera:

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$-\overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m, N) d_{tk}(i) \leq -\sum_{i=1}^I \beta(m, N(i)) g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^J \beta(m, N(j)) g_{tk}(j) + \\ \sum_{l=1}^L [\beta(m, N_F(l)) \gamma_{tk}(l) - \beta(m, N_T(l)) (1 - \eta_l) \times \gamma_{tk}(l)] \leq \overline{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m, N) d_{tk}(i) \\ \text{para } k = 1, \dots, K \tag{8.21}$$

donde:
 l índice de los enlaces DC
 L número de enlaces DC
 $N_F(l)$ nodo *DE* del enlace DC l
 $N_T(l)$ nodo *PARA* del enlace DC l

Además los límites en los flujos del enlace DC se representan a través de las siguientes restricciones:

$$\gamma_{tk}(l) \leq \overline{\gamma}_{tk}(l) \quad \text{for } l = 1, \dots, L; k = 1, \dots, K \tag{8.22}$$

donde:
 $\overline{\gamma}_{tk}(l)$ límite del enlace DC en el escalón k MWh D

8.2.6 Límites de importación y exportación entre áreas eléctricas

Estas restricciones permiten representar límites de importación y exportación entre áreas eléctricas. Dado que la importación o exportación de una área eléctrica está dada por la diferencia entre la generación y la demanda del área, se tiene que:

$$-\overline{I}_{tk}(a) \leq \sum_{i \in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(a)} g_{tk}(j) - \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \leq \overline{E}_{tk}(a) \tag{8.23} \\ \text{para } a = 1, \dots, A; k = 1, \dots, K$$

donde:
 a índice de las áreas
 A número de áreas eléctricas
 $I(a)$ conjunto de centrales hidroeléctricas en el área a
 $J(a)$ conjunto de centrales térmicas en el área a
 $N(a)$ conjunto de nodos en el área a
 $\overline{I}_{tk}(a)$ límite de importación en el área a en la etapa t , escalón k MWh D
 $\overline{E}_{tk}(a)$ límite de exportación en el área a en la etapa t , escalón k MWh D

Al reescribir las ecuaciones anteriores para representar la demanda en el lado derecho, se tiene:

$$-\overline{I}_{tk}(a) + \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \leq \sum_{i \in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(a)} g_{tk}(j) \leq \overline{E}_{tk}(a) + \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \\ \text{para } a = 1, \dots, A; k = 1, \dots, K \tag{8.24}$$



8.2.7 Restricción de suma de flujo en circuitos

Estas restricciones permiten representar límites mínimos y máximos para un conjunto de circuitos seleccionados por el usuario. Utilizando la misma notación de la sección 8.2.4, se tiene que:

$$\underline{F}(sc) \leq \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^N \beta(m, N) (d(n) - g(n)) \leq \overline{F}(sc)$$

para $sc = 1, \dots, N_{sc}$

(8.25)

donde:

sc	índice de la restricción de suma de flujo en circuito		
N_{sc}	número de circuitos pertenecientes a la restricción de suma de flujo en circuitos sc		
$K(sc)$	número de restricciones de suma de flujo en circuitos sc		
$\alpha(m)$	factor de participación del circuito m en la restricción de suma de flujo en circuitos sc		
$\underline{F}(sc)$	límite inferior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
$\overline{F}(sc)$	límite superior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D

Siguiendo las notaciones de la formulación compacta de flujo en circuitos, siendo t el índice para la etapa, k para el escalón de demanda, se tiene el siguiente conjunto de restricciones:

$$\begin{aligned} \underline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^N \beta(m, N) d_{tk}(n) &\leq - \sum_{m \in K(sc)} \sum_{i=1}^I \beta(m, N(i)) g_{tk}(i) - \\ \sum_{m \in K(sc)} \sum_{j=1}^J \beta(m, N(j)) g_{tk}(j) &\leq \overline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^N \beta(m, N) d_{tk}(n) \end{aligned}$$

para $sc = 1, \dots, N_{sc}; k = 1, \dots, K$

(8.26)

8.3 Representación de pérdidas

Las pérdidas son representadas de manera explícita en la simulación final. Sin embargo, el SDDP permite una representación aproximada de las pérdidas en la política, que consiste en iniciar la política sin pérdidas, calcular las pérdidas asociadas a los flujos en los circuitos en la tercera iteración de la política y continuar con el cálculo de la política operativa, con estas pérdidas sumadas a la demanda.

8.3.1 Modelo de pérdidas de transmisión

Las pérdidas de transmisión en cada circuito se representan por demandas adicionales en los nodos terminales del circuito, como se ilustra a continuación.

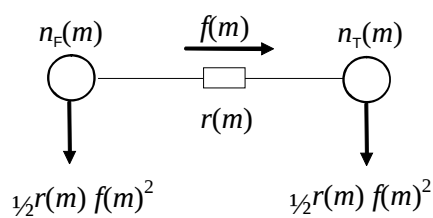


Figura 8.1 – Representación de las pérdidas en un circuito

donde $r(m)$ es la resistencia del circuito m . En términos matriciales, la primera ecuación del Kirchhoff se reescribe como:

$$Sf + g = d + \frac{1}{2} R|S| f^2$$

(8.27)

donde:

R

matriz diagonal $M \times M$ con las resistencias de los circuitos

$|S|$

Valor absoluto de la matriz incidencia S , $N \times M$

8.3.2 Modelo de pérdidas en la simulación final

En el SDDP, el modelo utilizado para representar la red de transmisión está basada en una formulación compacta (ver manual de metodología), donde los flujos no son representados explícitamente en el problema, y se utiliza un esquema de relajación para incluir los circuitos violados mediante restricciones que utilizan las líneas de la matriz β que representa la sensibilidad de los flujos con relación a variaciones en la inyección de potencia (generación o demanda). Para la representación de las pérdidas, este modelo no es adecuado y fue adoptada una formulación donde las pérdidas pueden ser representadas explícitamente:

$$\begin{aligned} &Min \ c'g \\ &sujeito \ a: \\ &B\theta + g - 1/2|S|p = d \\ &-\bar{f} \leq \gamma S'\theta \leq \bar{f} \\ &p_j \geq \hat{p}_j^k + 2\gamma_j \hat{f}_j^k (\gamma_j \Delta \theta_j - \hat{f}_j^k) \quad \forall j = 1, \dots, M; \forall k = 1, \dots, K \end{aligned}$$

(4)

Donde $B = \gamma S'$. Este modelo tiene más variables que el modelo compacto, pues representa explícitamente los ángulos nodales y las pérdidas por circuito como variables del problema. Por otro lado, las restricciones tienen una estructura esparza.

8.3.2.1 Estrategias de solución

Para la solución de este problema, fue adoptada una estrategia de relajación, descripta a seguir. Inicialmente el problema se resuelve sin considerar las restricciones de límite de flujo ni las aproximaciones lineares de pérdidas. Después de resuelto el problema, los flujos son calculados como

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$f = \gamma S' \theta$ y se verifica se hay circuitos cuyo flujo es mayor que la capacidad. En este caso, estas restricciones son adicionadas al problema y él es resuelto nuevamente, y esta verificación es repetida hasta que todos los circuitos se encuentren operando dentro de su capacidad.

A seguir, se calculan las perdidas en los circuitos en el punto de operación obtenido en la solución del problema anterior. En la primera iteración de pérdidas, son adicionadas aproximaciones lineales de pérdidas en todos los circuitos cuya pérdida cuadrática sea mayor que una determinada tolerancia (criterio 1 = 10^{-2} MW). Con estas restricciones adicionadas el problema es resuelto nuevamente, siendo que ahora existe una variable de pérdidas por circuito que debe atender la restricción dada por la aproximación linear de las pérdidas. A partir de la segunda iteración, se verifica cuáles son los circuitos que atienden cada uno de los siguientes criterios: la perdida cuadrática es mayor que una dada tolerancia (criterio 1 = 10^{-2} MW), la diferencia absoluta entre la pérdida cuadrática y la pérdida lineal es mayor que una dada tolerancia (criterio 2 = 10^{-1} MW), la diferencia porcentual entre la pérdida cuadrática y la pérdida lineal es mayor que una dada tolerancia (criterio 3 = 2.5%). Para estos circuitos dos aproximaciones lineales son adicionadas: una en el punto dado por el flujo f_j y otra en el ponto $-f_j$.

El número máximo de iteraciones para adición de las aproximaciones lineales sugerido es 6, mas puede ser alterado por el usuario. La idea de adicionar dos aproximaciones lineales a partir de la segunda iteración se debe a que se observó que en algunos pocos casos el flujo se invierte, dado que en la formulación relajada, la pérdida es vista como cero en el otro sentido del flujo. Se observa que el número de aproximaciones lineales adicionadas a partir de la segunda iteración es bastante reducido en comparación al número total de circuitos y también que en los bloques de demanda alta una única aproximación lineal es suficiente, dado que el despacho no tiene muchos grados de libertad.

Fue adicionada una estrategia para los casos donde, debido al costo marginal negativo, las pérdidas en algunos circuitos eran aumentadas artificialmente, “dislocándose” de las aproximaciones lineales. Cuando un caso de estos es detectado, una penalidad de \$1/MWh es definida para las pérdidas. Esta penalidad puede ser aumentada, iterativamente, hasta que las pérdidas no sean utilizadas para aumentar artificialmente la demanda. Después de obtenida la solución, las pérdidas son fijadas en los valores obtenidos, las penalidades son retiradas y es realizado un *restart* primal, a partir de la base primal factible, para el cálculo correcto de los costos marginales.

Adicionalmente, fue implementado un esquema para el tratamiento de los embalses con vertimiento no controlable, cuando modelado con penalidades. Estas penalidades son consideradas en el problema en las primeras micro-iteraciones (sin pérdidas, adición de cortes de la FCF, adición de restricciones de límite de flujo en los circuitos violados). Antes de iniciar la primera micro-iteración de pérdidas (adición de aproximaciones lineales), las penalidades son retiradas y las variables de volumen final y vertimiento son fijadas con el siguiente criterio: si el embalse está vertiendo, el volumen es fijado en el volumen máximo; si el embalse no está vertiendo, el vertimiento es fijado en cero.



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Finalmente, una estrategia similar es utilizada para todas las restricciones modeladas con variables enteras, es decir, estas son consideradas en el modelo en las primeras micro-iteraciones y fijadas en la primera micro-iteración de pérdidas.



9 DISPONIBILIDAD Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Este conjunto de restricciones visa modelar la estructura de producción, consumo y logística de transporte de gas natural, que es el combustible utilizado por algunas plantas termoeléctricas.

El sistema de gas natural se representa por un modelo de flujo en redes a través de un conjunto de nodos – que representan las áreas donde ocurre la producción y consumo del gas, y a los cuales están asociadas las plantas térmicas – y arcos – que representan los gasoductos que interconectan estas áreas.

9.1 Producción de gas

9.1.1 Costos de producción

Para la contabilización de los costos de producción de gas existen las siguientes posibilidades:

1. Red de gas con costo de combustible por térmica:

En esta representación se consideran los costos de combustibles de las térmicas y se ignoran los costos de producción de gas. Pequeñas penalidades (10-3) son adicionadas a la producción de gas en el nodo para ayudar en la convergencia del modelo.
2. Red de gas con costo de producción por nodo:

En este caso se consideran los costos de producción de gas, siendo ignorados los costos de combustible y de transporte de las plantas térmicas asociadas. Matemáticamente, los siguientes términos son adicionados a la función objetivo:

Min \sum_{n=1}^{N_g} CP_t(n)P_t(n)

donde:
CP_t(n) Costo de producción de gas natural en el nodo n, en la k\$/M[UV] etapa t

9.1.2 Límites de producción

Los nodos del sistema de gas natural pueden contar con fuentes de producción locales a los cuales están asociados límites mínimo y máximo diarios. Estas restricciones operacionales son representadas por el siguiente conjunto de ecuaciones:

P_bar_t(n) \leq P_t(n) \leq P_under_t(n) for n = 1, ..., N_g (9.1)

donde:
n índices de los nodos de producción de gas

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

N_g	número de nodos de producción de gas		
$\overline{P}_t(n)$	máximo límite de producción en un nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{P}_t(n)$	mínimo límite de producción en un nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n , etapa t	M[UV]/día	V

9.2 Transporte de gas

9.2.1 Costos de transporte en los gasoductos

De forma análoga al costo de producción del nodo, el costo de transporte en los gasoductos obedece a la siguiente representación:

1. Red de gas con costo de combustible por térmica:

En esta representación se ignoran los costos de transporte en los gasoductos. Pequeñas penalidades (10^{-3}) son adicionadas a las variables de flujo en los gasoductos para facilitar la convergencia del modelo.
2. Red de gas con costo de producción por nodo:

En este caso se consideran los costos de transporte de gas en los gasoductos, ignorando los costos de combustible térmico, adicionando los siguientes términos en la función objetivo:

$$\sum_{n=1}^{N_g} \sum_{m=1}^{\Omega(n)} CT_t(m,n) f_t(m,n)$$

donde:
 $CT_t(m,n)$ Costo de transporte en el gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t k\$/M[UV] D

9.2.2 Límite de flujo en los gasoductos

Los nodos de gas natural son interconectados por gasoductos. Cada gasoducto puede ser caracterizado por sus límites de transporte de flujo mínimo y máximo, originando las siguientes restricciones:

$$\underline{f}_t(n,m) \leq f_t(n,m) \leq \overline{f}_t(n,m) \qquad \text{para } (n,m) \in M_g \qquad (9.2)$$

donde:
 n,m índices de los nodos terminales de los gasoductos
 M_g número de gasoductos de gas natural
 $\overline{f}_t(n,m)$ límite máximo de flujo en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t M[UV]/día D

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$\underline{f_t}(n, m)$	límite mínimo de flujo en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	D
$f_t(n, m)$	flujo de gas natural en el gasoducto que conecta los nodos terminales n y m del sistema de gas en la etapa t	M[UV]/día	V

9.3 Balance térmico en la simulación de la red de gas

Para cada etapa, la suma de las demanda en cada nodo debe ser igual a la suma de las ofertas – producción local o importación a través de los gasoductos – y el déficit de gas – caso no exista gas natural para el suministro de la demanda no eléctrica de gas. Para cada nodo del sistema de gas, la siguiente restricción de balance se aplica:

$$P_t(n) + \sum_{m \in \Omega(n)} (1 - p_t(m, n)) f_t(m, n) - \sum_{m \in \Omega(n)} f_t(n, m) - \sum_{j \in T(n)} \phi_t(j) g_t(j) + \sum_{k \in D(n)} \delta_t(n, k) = \sum_{k \in D(n)} d_t(n, k)$$

para $n = 1, \dots, N_g$

(9.3)

donde:

$\Omega(n)$	conjunto de nodos del sistema de gas conectados al nodo n		
$T(n)$	conjunto de térmicas directamente conectadas al nodo n del sistema de gas		
$D(n)$	conjunto de demanda no eléctricas en el nodo n del sistema de gas		
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n , en la etapa t	M[UV]/día	V
$p_t(m, n)$	factor de pérdidas del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (dirección $m \rightarrow n$)	M[UV]/día /MWh	D
$f_t(m, n)$	flujo de gas natural a través del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (dirección $m \rightarrow n$)	M[UV]/día	V
$\phi_t(j)$	factor de conversión de consumo para la planta térmica j en la etapa t	M[UV]/día/MWh	D
$g_t(j)$	generación de la planta térmicas j en la etapa t	MWh	V
$\delta_t(n, k)$	déficit de gas natural del nodo n en la etapa t , escalón k	M[UV]/día	V
$d_t(n, k)$	demanda de gas natural del nodo n en la etapa t , escalón k	M[UV]/día	D



10 PLANTAS TÉRMICAS CON COSTO DE EMISIÓN DE CO2

El SDDP permite representar los costos de emisión de CO2. En este caso la variable de generación térmica tiene una parcela adicional en la función objetivo:

$$\sum_{h=1}^3 c_{co_2}(t) \times \varphi_e(l) \times \varphi_r(j) \times \varphi(j) \times g_{tk}(j, h) \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (10.1)$$

donde:

l	índice del combustible asociado a la planta j		
$c_{co_2}(t)$	costo de emisión CO2 en la etapa t	\$/tCO ₂	D
$\varphi_e(l)$	factor de emisión del combustible l	tCO ₂ /UC	D
$\varphi_r(j)$	coeficiente de emisión de la planta térmica j	p.u.	D
$\varphi(j)$	factor de consumo de la planta térmica j	UC/MWh	D
$g_{tk}(j, h)$	generación de la planta térmica j en el segmento h , en la etapa t , escalón k	MWh	V

NA



11 CLASIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES

Las restricciones del SDDP pueden ser clasificadas en restricciones blandas y restricciones duras. Las restricciones de tipo dura (D) son obligatoriamente obedecidas por el programa mientras que para las restricciones de tipo blandas (B) una variable de holgura, penalizada en la función objetivo, asume la inviabilidad de tales restricciones. A seguir son listadas todas las restricciones disponibles en el SDDP, su clasificación y el valor padrón de la penalización en el caso de las restricciones blandas.

Restricción	Tipo	Penalización padrón
Balance hídrico	H	–
Límite almacenamiento	H	–
Turbinamiento mínimo	S	Valor especificado en el campo “Penalización violación desfogue mínimo” en la sección “Parámetros Económicos”
Turbinamiento máximo	H	–
Límites generación térmica	H	–
Suministro demanda	H	–
Volumen alerta	S	1.1 × costo térmica más cara siendo despachada
Volumen mínimo	S	1.1 × costo déficit
Volumen espera	H	–
Desfogue total mínimo	S	Valor especificado en el campo “Penalización violación desfogue mínimo” en la sección “Parámetros Económicos”
Desfogue total máximo	S	0
Regularización centrales pasada	H	–
Límite consumo de combustible	H	–
Límite tasa consumo de combustible	H	–
Restricción generación mínima	H	–
Restricción generación	S	1.1 × costo déficit
Reserva rodante	H	–
Reserva de generación	S	1.1 × costo déficit
Riego	S	Existen 3 tipos de restricciones: <i>Energía prioritaria</i> : 1.1 × costo déficit <i>Riego prioritario</i> : 1.1 × costo térmica más cara siendo despachada Valor fijo: 0
Suma de intercambios	H	–
Límite de flujo en los circuitos	H	–
Representación enlace DC	H	–
Límites exportación	H	–

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

ción/importación áreas		
Suma de flujo en los circuitos	H	–

NA



12 DICCIONARIO DE VARIABLES

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
k	índice de los escalones de demanda de una etapa		
K	numero de escalones de demanda		
$h(k)$	duración del escalón de demanda k	horas	D
d_{tk}	demanda de energía de la etapa t , escalón k	MWh	D
c_{δ}	representación genérica para el costo de violaciones operativas	\$/ unidad violación	D
δg_t	violación de la demanda (déficit) en la etapa t	unidade violación	V
i	índice de centrales hidroeléctricas		
I	número de centrales hidroeléctricas		
$I_U(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que turbinan para i		
$I_S(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que vierten para i		
$I_F(i)$	conjunto de centrales aguas arriba que filtran para i		
$v_{t+1}(i)$	volumen de la central i al final de la etapa t	hm ³	V
$v_t(i)$	volumen de la central i al inicio de la etapa t	hm ³	D
$a_t(i)$	volumen caudal afluente a la central i durante la etapa t	hm ³	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volumen evaporado por la central i durante la etapa t	hm ³	D
$u_{tk}(i)$	volumen caudal turbinado por la planta i durante la etapa t , escalón k	hm ³	V
$s_{tk}(i)$	volumen vertido por la central i durante la etapa t , escalón k	hm ³	V
$\phi_{tk}(i)$	volumen filtrado en la central i , durante la etapa t , escalón k	hm ³	V
$x_t(i)$	variable 0-1 que implementa la característica de vertimiento no controlable para la central i	0-1	V
$\bar{v}_t(i)$	volumen mínimo almacenado de la central i al final de la etapa t	hm ³	D
$\underline{v}_t(i)$	volumen mínimo almacenado en la central i al final de la etapa t	hm ³	D
$\bar{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado máximo para la central i en la etapa t , escalón k	hm ³	D
$\underline{u}_{tk}(i)$	volumen turbinado mínimo para la central i en la etapa t , escalón k	hm ³	D
$\delta u_{tk}(i)$	violación del volumen mínimo para la central i en la etapa t , escalón k	hm ³	V

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central i en la etapa t calculado en función del nivel del embalse al inicio de la etapa	MWh/hm ³	D
$\overline{\rho}(i)$	coeficiente de producción promedio de la central i	MWh/hm ³	D
$\underline{v}_{at}(i)$	volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm ³	D
$\delta_{at}(i)$	violación del volumen de alerta de la central i en la etapa t	hm ³	V
$\underline{v}_{mt}(i)$	volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm ³	D
$\delta_{mt}(i)$	violación del volumen mínimo operativo de la central i en la etapa t	hm ³	V
$\underline{v}_{et}(i)$	volumen de controle de crecidas de la central i en la etapa t	hm ³	D
$\underline{\Delta}_t(i)$	desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm ³	D
$\overline{\Delta}_t(i)$	desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm ³	D
$\delta_{1t}(i)$	violación de la restricción de desfogue total mínimo de la central i en la etapa t	hm ³	V
$\delta_{2t}(i)$	violación de la restricción de desfogue total máximo de la central i en la etapa t	hm ³	V
$\phi(i)$	factor de regulación para la central i	p.u.	D
$r_t(i)$	volumen de riego de la central i en la etapa t	hm ³	V
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la central i en la etapa t	hm ³	V
$r_{tk}(i)$	reserva rodante de la central i , etapa t , escalón k	MW	D
p	índices para los segmentos de la función de costo futuro (lineal por partes)		
P	número de segmentos de la función de costo futuro (lineal por partes)		
α	variable escalar que representa el valor esperado del costo futuro	k\$	V
$w_t(p)$	termo constante del p -ésimo segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k\$	D
$\lambda_{tv}(i, p)$	coeficiente para la central i del p -ésimo segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k\$/hm ³	D
$\lambda_{ta}(i, p)$	coeficiente para el volumen afluente a la central i del p -ésimo segmento de la función de costo futuro (lineal por partes)	k\$/hm ³	D
N_r	número de embalses en el sistema		
$J(i)$	conjunto de plantas hidroeléctricas ubicadas aguas debajo de la central i		

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
$f_{vutil}(i)$	factor de participación del volumen de la central i en el sistema	p.u.	D
δ_t	violación de la curva de aversión a riesgo en la etapa t	MWh	V
f_{ea}	factor de la curva de aversión a riesgo	p.u.	D
j	índice de las plantas térmicas		
J	número de plantas térmicas		
C	conjunto de plantas térmicas con representación de unit commitment		D
$c(j)$	costo operativo de la planta térmica j	\$/MWh	D
$c_a(j)$	costo de arranque de la planta térmica j	k\$	D
$x_{tk}(j)$	decisión de commitment de la planta térmica j en la etapa t , escalón k	p.u.	V
$g_{tk}(j)$	generación de la planta j en la etapa t , escalón k	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	generación mínima generación de la planta j en la etapa t , escalón k	MWh	D
$\overline{g}_{tk}(j)$	generación máxima generación de la planta j en la etapa t , escalón k	MWh	D
$c(j, h)$	costo unitario de producción de la planta j en el segmento h	\$/MWh	D
$g_{tk}(j, h)$	generación de planta térmica j en el segmento h	MWh	V
$\sigma(j, h)$	factor de participación del segmento h respecto a la capacidad de la planta térmica j	p.u.	D
l	índice de los combustibles		
F	número de combustibles		
$\Phi(l)$	conjunto de plantas que utilizan el combustible l		
$\Phi_t(l)$	disponibilidad del combustible l en la etapa t	UC	D
$\varphi(j)$	factor de consumo de la planta j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	tasa de consumo máxima del combustible l en la etapa t	UC/hora	D
$c_{co_2}(t)$	costo de emisión de CO2 en la etapa t	\$/tCO ₂	D
$\varphi_e(l)$	factor de emisión del combustible l	tCO ₂ /UC	D
$\varphi_r(j)$	coeficiente de emisión de la planta j	p.u.	D
$\varphi(j)$	factor de consumo del combustible de la planta j	UC/MWh	D
r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
$J(r)$	conjunto de plantas térmicas en la restricción r		
$I(r)$	conjunto de plantas hidroeléctricas en la restricción r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	límite inferior de la restricción r en la etapa t , escalón k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	límite superior de la restricción r en la etapa t , escalón k	MWh	D

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
	escalón k		
r	índice de las restricciones de reserva de generación		
R_1	número de restricciones de reserva de generación tipo 1		
R_2	número de restricciones de reserva de generación tipo 2		
R_3	número de restricciones de reserva de generación tipo 3		
$f(r)$	factor de la demanda correspondiente a la restricción de reserva r	p.u.	D
s	índices de los sistemas o regiones		
S	número de sistemas		
$I(s)$	conjunto de plantas hidroeléctricas en el sistema s		
$J(s)$	conjunto de plantas térmicas en el sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas directamente conectados al sistema s		
$d_{tk}(s)$	demanda de energía en el sistema s en la etapa t , en el escalón k	MWh	D
$\omega_{tk}(l,s)$	trasferencia de energía del sistema l al sistema s en la etapa t , escalón k	MWh	V
$\bar{\omega}(l,s)$	límite de transferencia desde el sistema l al sistema s	MWh	D
$c(l,s)$	costo de transferencia del sistema l al sistema s	\$/MWh	D
$c(s,l)$	costo de transferencia del sistema s al sistema s	\$/MWh	D
si	índices de las restricciones de suma de intercambio		
N_{si}	número de restricciones de suma de intercambio		
$K(si)$	número de líneas de intercambio pertenecientes a la restricción de suma de intercambio si		
$I_{tk}(m,si)$	línea de intercambio m de la restricción si , en la etapa t , escalón k	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(m,si)$	límite inferior de la restricción de suma de intercambio si , en el escalón k y en la etapa t	MWh	D
$\bar{I}_{tk}(m,si)$	límite superior de la restricción de suma de intercambio si , en el escalón k y en la etapa t	MWh	D
n	índices de barras		
N	número de barras		
$g(n)$	generación en la barra n	MWh	V
$d(n)$	demanda en la barra n	MWh	D
m	índices de circuitos		

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
M	número de circuitos		
$f(m)$	flujo de potencia en el circuito m	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos directamente conectados a la barra n		
$\gamma(m)$	susceptancia del circuito m		
$\theta(n)$	ángulo nodal de la barra n		
$n(i)$	conjunto de barras asociadas a la planta i		
$n_F(m)$	barra DE del circuito m		
$n_T(m)$	barra PARA del circuito m		
l	índices de enlace DC		
L	número de enlaces DC		
$\bar{\gamma}_{tk}(l)$	límite de flujo del enlace DC l en la etapa t , escalón k	MWh	D
a	índices de áreas eléctricas		
A	número de áreas		
$I(a)$	conjunto de plantas hidroeléctricas pertenecientes al área a		
$J(a)$	conjunto de plantas térmicas pertenecientes al área a		
$N(a)$	conjunto de barras pertenecientes al área a		
$\bar{I}_{tk}(a)$	límites de importación del área a en la etapa t , escalón k	MWh	D
$\bar{E}_{tk}(a)$	límites de exportación del área a en la etapa t , escalón k	MWh	D
sc	índices de las restricciones de suma de flujo en los circuitos		
N_{sc}	número de restricciones de suma de flujo en los circuitos		
$K(sc)$	número de circuitos pertenecientes a la restricción de soma de flujo en circuitos sc		
$\alpha(m)$	factor multiplicativo asociado al circuito m de la restricción sc		
$\underline{F}(sc)$	límite inferior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
$\overline{F}(sc)$	límite superior de la restricción de suma de flujo en circuitos sc	MWh	D
n	índices de los nodos de producción de gas natural		
N_g	número de nodos de producción de gas natural		
$\Omega(n)$	conjunto de nodos del sistema de gas conectados al nodo n		
$T(n)$	conjunto de plantas térmicas asociadas al nodo n		

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
	del sistema de gas		
$D(n)$	conjunto de demandas no eléctricas conectadas al nodo n del sistema de gas		
$\overline{P}_t(n)$	límite máximo de producción de gas del nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{P}_t(n)$	límite mínimo de producción de gas del nodo n en la etapa t	M[UV]/día	D
$P_t(n)$	producción de gas natural en el nodo n en la etapa t	M[UV]/día	V
n, m	índices de los nodos terminales de los gasoductos		
M_g	número de gasoductos		
$\overline{f}_t(n, m)$	límite máximo de flujo de gas del gasoducto que conecta los nodos t y m en la etapa t	M[UV]/día	D
$\underline{f}_t(n, m)$	límite mínimo de flujo de gas del gasoducto que conecta los nodos n y m en la etapa t	M[UV]/día	D
$f_t(n, m)$	flujo de gas natural del gasoducto que conecta los nodos n y m en la etapa t	M[UV]/día	V
$p_t(m, n)$	factor de pérdidas del gasoducto que conecta los nodos m y n en la etapa t (cuando el flujo está en la dirección $m \rightarrow n$)	M[UV]/día/MWh	D
$\phi_t(j)$	factor de conversión de consumo de gas para la planta térmica j en la etapa t	M[UV]/día/MWh	D
$\delta_t(n, k)$	déficit de la demanda de gas natural k en el nodo n en la etapa t	M[UV]/día	V
$d_t(n, k)$	demanda de gas natural k en el nodo n en al etapa t	M[UV]/día	D

NA



13 BIBLIOGRAFÍA

Pereira, M.V., Pinto, L.M.V.G., “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning”, *Mathematical Programming*, Volume 52, Numbers 1-3, pp. 359-375, May, 1991

Pereira, M.V., McCoy M.F., Merrill, H.M., “Managing risk in the new power business”, *IEEE Computer Applications in Power*, pp.18-24, Apr, 2000.

Gorenstin, B.G., Campodonico, N.M., Costa, J.P., Pereira, M.V.F., “Stochastic optimization of a hydro-thermal system including networkconstraints”, *Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings*, pp. 127-133, May, 1991.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., “Planning Risks. In: Risk Tutorial”, *IEEE Pica Conference*, Santa Clara, 1999.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., “Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models”, *EPSOM'98*, Zurique, Suíça, 1998.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., “Programación Dinámica Dual Estocástica (MPODE y SUPER/OLADE)”, *Seminario Internacional Modelos de Planeación y Mercados para el Sistema Eléctrico Colombiano*, 1998, Bogotá, Colombia, 1998

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Gorenstin, B.G., Costa, J. P., “Application of Stochastic Optimization in Power System Planning and Operation”. *International Symposium on Electric Power Engineering*, Estocolmo, Suécia, 1995.

NA



A. PROGRAMACIÓN DINÁMICA DUAL ESTOCÁSTICA

A.1 Formulación del problema

El despacho hidrotérmico multi-etapa se plantea como un problema de *programación dinámica estocástica*, caracterizado por la siguiente ecuación recursiva:

$$\alpha(v_{t-1}, a_{t-1}) = E\{ \text{Min} [z_t(e_t) + \alpha_{t+1}(v_t, a_t)] \}$$
$$\text{s.t.} \quad v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}(i) + a_t(i)$$
$$0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i)$$
$$0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i)$$
$$e_t(i) = \rho(i)u_t(i)$$
$$i = 1, \dots, I$$

donde i índice de las centrales hidroeléctricas (I = número de centrales) y $z_t(e_t)$ representa el costo operativo asociado a la generación hidroeléctrica e_t , esto es:

$$z_t(e_t) = \text{Min} \sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) + c_\delta \delta_t$$
$$\text{s.a} \quad \sum_{j=1}^J g_t(j) + \sum_{i=1}^I e_t(j) + \delta_t = d_t$$
$$0 \leq g_t(j) \leq \bar{g}_t(j) \qquad j = 1, \dots, J$$

donde j índice de las térmicas (J = número de térmicas).

En teoría, el procedimiento recursivo (A.1) podría ser resuelto a través de un algoritmo de programación dinámica estocástica (PDE). Sin embargo, el esfuerzo computacional del algoritmo PDE tradicional crece exponencialmente con el número de variables de estado del problema.

Debido a esto, se utiliza la técnica de programación dinámica estocástica dual (SDDP), que permite obtener los mismos resultados de la PDE tradicional, sin la necesidad de discretización del espacio de estados. El algoritmo SDDP es un proceso iterativo de construcción de una aproximación de la función de costo futuro, cuya precisión depende de dos parámetros: el tamaño de la muestra de estados (L) y el número de escenarios condicionados utilizados en el cálculo de la función de costo futuro (N).

A.2 Pasos del algoritmo SDDP

A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados

En la primera iteración se requieren L estados iniciales. Para cada etapa t el estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) representa las condiciones iniciales de almacenamiento y afluencias, para $l = 1, \dots, L$.



A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento

El estado inicial de almacenamiento para la etapa $t = 1$ es un dato conocido, igual a v_n para cada uno de los L estados. Los estados iniciales de almacenamiento $\{v_{t-1}^l\}$, $l = 1, \dots, L$ y $t = 2, \dots, T$ se obtienen dividiendo la capacidad del embalse en L valores. Por ejemplo, si $L = 5$, los estados de almacenamiento serían 100%, 75%, 50%, 25% y 0%.

A.2.1.2 Estados iniciales de afluencias

La condición hidrológica inicial a_0 es un dato conocido. Los estados iniciales de afluencias anteriores $\{a_{t-1}^l\}$, $l = 1, \dots, L$ se obtienen generando un conjunto de L secuencias hidrológicas para las etapas $t = 2, \dots, T$. El proceso de generación consiste en sortear aleatoriamente un vector de ruidos ξ_t^l con distribución Lognormal de tres parámetros y calcular el vector de afluencias para la etapa t , secuencia l como:

$$a_t^l = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^l$$

(A.3)

Las matrices Φ_{t-1} and Λ_t contienen los parámetros del modelo estocástico de afluencias. Φ_{t-1} representa la relación entre las afluencias de una misma central en etapas consecutivas (correlación temporal), mientras Λ_t representa la relación entre todas las afluencias del sistema en la misma etapa (correlación espacial). En esta presentación de la metodología se utiliza un modelo auto-regresivo de orden 1, con el objetivo de simplificar la notación. Se observa que la utilización de modelos de orden mayor que 1 no compromete la eficiencia de la metodología SDDP.

A.2.2 Cálculo de la función aproximada de costo futuro

La aproximación de la función de costo futuro se construye a través de una recursión en el sentido inverso del tiempo. Para cada etapa t y para cada estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) el siguiente proceso se repite.

A.2.2.1 Generación de N escenarios de afluencias condicionadas

Se generan N escenarios de afluencias condicionadas a la afluencia a_{t-1}^l , como se muestra a continuación:

$$a_t^n = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^n$$

para $n = 1, \dots, N$

(A.4)

donde Φ_{t-1} y Λ_t son los parámetros del modelo estocástico de afluencias para la etapa t , y el vector ξ_t^n se obtiene por un sorteo aleatorio de una distribución Lognormal.

NA



A.2.2.2 Solución del problema operativo

Sea v_{t-1}^l el vector de almacenamientos iniciales y a_t^{ln} uno de los vectores de afluencias condicionadas producido en el paso A.2.2.1. Se resuelve entonces el problema operativo para la etapa t :

$$w_t^{ln} = \text{Min } z_t(e_t) + \alpha_{t+1} \tag{A.5}$$
$$\text{s.t.} \quad v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + a_t^{ln}(i) \quad \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i)$$
$$0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i) \quad \pi_{\bar{v}_t}^{ln}(i)$$
$$0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i) \quad \pi_{\bar{u}_t}^{ln}(i)$$
$$e_t(i) = \rho(i)u_t(i)$$
$$\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^p(i) \times a_t^{ln}(i) + r_t^p \quad \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p)$$
$$\alpha_{t+1} \geq 0$$
$$\text{para } i = 1, \dots, I; \text{ para } j = 1, \dots, J; \text{ para } p = 1, \dots, P(t)$$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t . Inicialmente $P(t) = 0$.

A.2.2.3 Cálculo de las derivadas

Después de la solución del problema (A.5) para cada uno de los escenarios de afluencias condicionadas, se calculan las derivadas de la función objetivo con respecto a las condiciones iniciales (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) .

El vector $\partial w_t^{ln} / \partial v_{t-1}^l$ representa la variación del costo operativo con respecto a los almacenamientos iniciales. Como estos almacenamientos sólo aparecen en la ecuación de balance hídrico, se tiene:

$$\partial w_t^{ln} / \partial v_{t-1}^l = \pi_{v_{t-1}}^{ln} \tag{A.6}$$

donde $\pi_{v_{t-1}}^{ln}$ es el multiplicador Simplex asociado a la ecuación de balance hídrico del problema (A.5).

La variación del costo operativo con respecto a las afluencias anteriores, $\partial w_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l$, se obtiene de la siguiente manera. Aunque a_{t-1}^l no aparezca en el lado derecho del problema (A.5), se utiliza la regla de la cadena para obtener la derivada:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} \times \frac{\partial a_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} \tag{A.7}$$



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Dado que a_t^{ln} aparece en la ecuación de balance hídrico y en las restricciones de costo futuro, se tiene:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} = \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^p \phi_{a_t}^p \times \pi_{a_{t+1}}^{ln}(p) \tag{A.8}$$

Para obtener el término $\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l$ se substituye a_t^{ln} por la expresión (A.4) del modelo estocástico de afluencias. Derivando, se tiene:

$$\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l = \Phi_{t-1} \tag{A.9}$$

La derivada deseada se calcula como el producto de las dos expresiones anteriores, es decir:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} = [\pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^p \phi_{a_t}^p \times \pi_{a_{t+1}}^{ln}(p)] \times \Phi_{t-1} \tag{A.10}$$

Por simplicidad de notación, se define:

$$\phi_{a_{t-1}}^{ln} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} \tag{A.11}$$

A.2.2.4 Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro

Después de la solución de los N problemas correspondientes a los N escenarios condicionados al estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) y calculadas las derivadas con respecto a las condiciones iniciales para cada escenario n , el valor esperado de estas derivadas está dado por:

$$\phi_{v_{t-1}}^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \pi_{v_{t-1}}^{ln} \tag{A.12}$$

$$\phi_{a_{t-1}}^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \phi_{a_{t-1}}^{ln} \tag{A.13}$$

y el valor esperado de la función objetivo es:

$$w_t^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N w_t^{ln} \tag{A.14}$$

Una aproximación de la función de costo futuro de la etapa anterior $t-1$ se obtiene a través de la linealización del valor esperado w_t^l alrededor del estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) :

$$\alpha_{t-1}^l(v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) \geq w_t^l + \phi_{v_{t-1}}^l \times (v_{t-1} - v_{t-1}^l) + \phi_{a_{t-1}}^l \times (a_{t-1} - a_{t-1}^l) \tag{A.15}$$

Separando los valores conocidos de las variables de decisión y agregando los términos, se tiene:

$$\alpha_{t-1}^l(v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) \geq \phi_{v_{t-1}}^l \times v_{t-1} + \phi_{a_{t-1}}^l \times a_{t-1} + r_{t-1}^l \tag{A.16}$$



donde r_{t-1}^l es un término constante dado por:

$$r_{t-1}^l = w_t^l - \phi_{v_{t-1}}^l \times v_{t-1}^l - \phi_{a_{t-1}}^l \times a_{t-1}^l \tag{A.17}$$

A.2.2.5 Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior

El procedimiento presentado en A.2.2.4 produce un hiperplano que aproxima la función de costo futuro de la etapa anterior $t - 1$ alrededor del estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) . Este proceso se repite para cada estado l ., con $l = 1, \dots, L$. De esta forma generamos L aproximaciones de la función de costo futuro para la etapa $t - 1$. Estos L nuevos hiperplanos son añadidos al problema de la etapa anterior, por lo tanto $P(t - 1) \leftarrow P(t - 1) + L$.

A.2.3 Cálculo del límite inferior

El problema operativo se resuelve ahora para la primera etapa $t = 1$. Los tramos de la función de costo futuro para esta etapa fueron obtenidos como se mostró en la sección A.2.2. El valor esperado del costo operativo a lo largo del periodo de planeamiento se calcula como:

$$\underline{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^L w_1^l \tag{A.18}$$

donde:

- $\underline{w}$ valor esperado del costo operativo
- w_1^l valor óptimo del problema operativo de la primera etapa dado el volumen inicial v_0 y el vector de afluencias a_1^l :

$$w_1^l = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_1(j) g_1(j) + c_\delta \delta_t + \alpha_1 \tag{A.19}$$

sujeto a las restricciones operativas etc.

Si el procedimiento presentado en las secciones A.2.1 y A.2.2 se aplicara a todos los estados (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) , posibles del sistema, el costo operativo promedio calculado en (A.18) seria por definición la solución óptima del problema estocástico. Como el número total de estados es excesivamente elevado, se aplica el procedimiento a un subconjunto de L estados. Por lo tanto, las funciones de costo futuro $\{\alpha_1\}$ calculadas son aproximaciones de las funciones verdaderas. En particular, dado que la aproximación de la función de costo futuro no incluye todos los tramos, el valor $\underline{w}$ en (A.18) es un límite inferior para la solución óptima.

A.2.4 Cálculo del límite superior

El cálculo del límite superior se basa en la observación de que el costo esperado resultante de la simulación operativa del sistema para cualquier función de costo futuro no puede ser inferior al valor óptimo. El proceso consiste en una simulación en el sentido directo del tiempo para una muestra de tamaño L . El procedimiento de simulación se presenta a continuación.



A.2.4.1 Estados iniciales de almacenamiento

Para la etapa $t = 1$ se considera el vector de volúmenes iniciales v_o .

A.2.4.2 Estados iniciales de afluencias

Los estados iniciales de afluencias para las etapas $t = 1, \dots, T$ y para los escenarios $l = 1, \dots, L$ son los mismos que se sortearan en la sección A.2.1.2.

A.2.4.3 Simulación operativa

Para cada etapa t y para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) se resuelve el problema operativo:

$$w_t^l = \text{Min } z_t(e_t) + \alpha_{t+1} \tag{A.20}$$

s. a:

$$v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + \alpha_t^l(i)$$
$$0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i)$$
$$0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i)$$
$$e_t(i) = \rho(i)u_t(i)$$
$$\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^p(i) \times a_t(i) + r_t^p$$
$$\alpha_{t+1} \geq 0$$

para $i = 1, \dots, I$; para $j = 1, \dots, J$; para $p = 1, \dots, P(t)$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t obtenidas en el proceso recursivo presentado en A.2.2. El siguiente valor está asociado a la solución de este problema:

$$z_t^l = w_t^l - \alpha_t^l \tag{A.21}$$

donde w_t^l es el valor óptimo de la solución y w_t^l es el valor de la variable de costo futuro en la solución óptima. En otras palabras, z_t^l representa el costo operativo en la etapa t , sin costo futuro.

A.2.4.4 Actualización del estado inicial de almacenamiento

Para las etapas $t, t = 2, \dots, T$, actualice los estados iniciales de almacenamiento utilizando el vector de almacenamientos finales v_{t-1}^l obtenido en la solución del problema operativo de la etapa $t - 1$ para el l -ésimo escenario.

A.2.4.5 Obtención del límite superior

Después de la solución del problema (A.20) para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) y para cada etapa se calcula:



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$\overline{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^L z^l \tag{A.22}$$

donde z^l es el costo operativo total de la secuencia l :

$$z^l = \sum_{t=1}^T Z_t^l \tag{A.23}$$

A.2.5 Verificación de la optimalidad

El límite superior estimado en (A.22) se basa en una muestra de L secuencias de afluencias. Por lo tanto, hay una incertidumbre alrededor de esta estimación, que depende de la desviación estándar del estimador:

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{1}{L^2} \sum_{l=1}^L (z^l - \overline{w})^2} \tag{A.24}$$

El intervalo de confianza (95%) para $\overline{w}$ es:

$$[\overline{w} - 1.96\sigma_w; \overline{w} + 1.96\overline{w}] \tag{A.25}$$

Si el límite inferior $\underline{w}$ está en el intervalo (A.25), se llegó a la solución óptima y el algoritmo termina. En caso contrario, se debe mejorar la aproximación de las funciones de costo futuro y por lo tanto repetir el procedimiento presentado en la sección A.2.2. Los nuevos estados de almacenamiento son los volúmenes (v_{t-1}^l) producidos en la simulación operativa presentada en la sección A.2.4. Los estados de afluencias (a_{t-1}^l) siguen iguales.



B. MODELO ESTOCÁSTICO DE CAUDALES

B.1 Objetivo

En este Anexo se describe el modelo estocástico de caudales utilizados en el modelo SDDP. El modelo busca caracterizar, de la forma más realista y simple posible:

- la dependencia de una secuencia de caudales afluentes a un embalse con el ciclo anual y con su propio histórico reciente;
- la naturaleza de la distribución del vector de ruidos en cada intervalo de tiempo;
- la naturaleza de la interdependencia entre las afluencias a los diferentes embalses.

El modelo de caudales es capaz de determinar y aplicar diferentes órdenes de autocorrelación para cada período del modelo. En este texto, se procura simplificar la representación matemática del modelo, considerando el tipo AR(1). Esperamos que esto haga más fácil la comprensión del modelo. El modelo de caudales afluentes a un embalse se describe en la Sección B.2, incluyendo procedimientos para la estimación de los parámetros del modelo autoregresivo, caracterización de la distribución de ruidos, y testes para verificar si el modelo es adecuado.

La sección B.3 describe como se modela y estima la relación entre los caudales afluentes a diferentes embalses.

El modelo genera series sintéticas de caudales que son utilizadas en la fase *forward* del algoritmo del SDDP, o en la simulación de la operación del sistema. El modelo de caudales también genera secuencias de caudales condicionadas, utilizadas en la fase *backward* del algoritmo. La Sección B.4 describe como el programa SDDP genera secuencias sintéticas de caudales para el modelo y estima los parámetros.

B.2 Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse

B.2.1 El Modelo ARP(1)

B.2.1.1 Introducción

Los parámetros que caracterizan las secuencias de caudales (media, desviación estándar, asimetría y correlación temporal) generalmente presentan un comportamiento periódico a lo largo del año. Estas secuencias se pueden analizar por modelos autoregresivos periódicos, ARP. En este texto se asume un modelo autoregresivo de orden 1 para cada período, es decir, toda la información de correlación entre caudales presente y pasada está contenida en la correlación con el período anterior. En este modelo, la autocorrelación se reduce exponencialmente en la medida que el número de períodos autoregresivos lineales aumenta.

Usaremos la siguiente notación para describir el modelo:

m para períodos, $m = 1, 2, \dots, s$ donde s es el número de etapas del año ($s = 12$ para series mensuales, $s = 52$ para series semanales)

NA



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

- T para años, $T = 1, 2, \dots, N$ donde N es el número de años
- t índice de las etapas, $t = 1, 2, \dots, s \times N$,
- Z_t secuencia estacional de la etapa t
- μ_m media estacional del período m
- σ_m desviación estándar del período m
- ϕ_m parámetro autoregresivo (de orden l) para el período m
- a_t ruidos con media cero y varianza $\theta^2(t)$

Una autocorrelación de orden 1 en cada período significa que en cada período los caudales están relacionados a los caudales del período anterior por la ecuación:

$$\begin{aligned} \left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) &= \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t \\ \left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) &= \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t \end{aligned} \tag{B.1}$$

donde a_t no depende de Z_{t-1} , Z_{t-2} etc.

B.2.1.2 Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales

La siguiente ecuación muestra que con un modelo autoregresivo de primer orden, el parámetro autoregresivo de cada período es el mismo que el coeficiente de correlación (de primer orden) del período correspondiente.

Denominaremos $\rho^m(k)$, la correlación entre Z_t y Z_{t-k} para t perteneciente al período m :

$$\rho^m(k) = E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) \left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right) \right] \tag{B.2}$$

El conjunto de funciones de autocorrelación $\rho^m(k)$ de los períodos $m = 1, \dots, s$ describen la estructura con dependencia temporal de las series de caudales. Substituyendo la ecuación (B.2) en (B.1), se obtiene:

$$\rho^m(k) = E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) \left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right) \right] + E \left[a_t \left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right) \right] \tag{B.3}$$

En función de la independencia de los ruidos con respecto al histórico, el segundo término del lado derecho de la ecuación es cero. Así:

$$\begin{aligned} \rho^m(k) &= \phi_m \rho^{m-1}(k-1) && \text{para } k \geq 1 \\ \rho^m(k) &= \phi_m \phi_{m-1} \rho^{m-2}(k-1) && \text{para } k \geq 2 \end{aligned} \tag{B.4}$$



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Si aplicamos la misma relación continuamente y observamos que $\rho^m(k-k) = \rho^m(0) = 1$, obtenemos:

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \dots \phi_{m-k+1} \tag{B.5}$$

En el caso particular en que $k = 1$, tenemos la siguiente relación:

$$\rho^m(1) = \phi_m \tag{B.6}$$

Por lo tanto, en un modelo ARP(1), el parámetro autoregresivo ϕ_m es idéntico a la correlación entre los caudales del período m y el período $m - 1$. Por eso podemos expresar la varian-za del ruido en términos de los parámetros autoregresivos.

B.2.1.3 El vector de ruidos transformados

La generación de secuencias de caudales que serán usadas por el modelo SDDP requiere el conocimiento de los parámetros y de la forma de la distribución asociada a los caudales. En particular, es necesario determinar los parámetros de la distribución de ruidos de los caudales. Estos parámetros no están directamente relacionados a los caudales anteriores por medio de las autocorrelaciones.

Si asumimos que el ruido tiene una distribución Lognormal, con media 0, varianza $\theta^2(t)$ y un límite inferior ψ_t , entonces sabemos de la teoría Estadística, que $a_t - \psi_t$ tiene distribución Lognormal con media $-\psi_t$ y varianza $\theta^2(t)$. Si transformamos estas variables $a_t - \psi_t$, apli-cando sus logaritmos, las variables resultantes tienen una distribución normal. Así, precisamos determinar los parámetros de la distribución Normal desde los parámetros calculados de los caudales observados. Inicialmente obtenemos la varianza de los ruidos en términos del pará-metro autoregresivo.

Como a_t tiene media cero:

$$\begin{aligned} Var(a_t) &= E(a_t^2) \\ &= E\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) - \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\right]^2 \\ &= E\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)^2\right] + \phi_m^2 E\left[\left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)^2\right] - 2\phi_m E\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\right] \\ &= \rho^m(0) + \phi_m^2 \rho^{m-1}(0) - 2\phi_m \rho^m(1) \\ &= 1 + \phi_m^2 - 2\phi_m^2 \\ &= 1 - \phi_m^2 \end{aligned}$$

Por lo tanto:

$$\theta^2(t) = 1 - \phi_m^2 \tag{B.7}$$



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Los caudales no pueden ser negativos, lo que implica un límite inferior para a_t, ψ_t . Definiremos ψ_t por el manejo de la ecuación (B.1). Z_t será positivo si:

$$a_t > -\frac{\mu_m}{\sigma_m} - \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) = \psi_t \tag{B.8}$$

Ahora vamos a deducir los parámetros de las distribuciones normales $\log(a_t - \psi_t)$, es decir, la media μ_v y la varianza σ_v^2 . Los valores de μ_v y σ_v^2 se pueden deducir por la función generadora de momentos de $a_t - \psi_t$. Por simplicidad de notación, dejaremos de lado el índice del tiempo t . También asumiremos el índice λ para simplificar la notación.

La función densidad de probabilidad de a_t , que tiene distribución Lognormal de 3 parámetros $(\psi_t, \mu_v, \sigma_v)$ es:

$$f_{a_t} = \frac{1}{(a_t - \psi_t) \sqrt{2\pi\sigma_v}} e^{-0.5 \left(\frac{\log(a_t - \psi_t) - \mu_v}{\sigma_v} \right)^2} \text{ para } a_t \geq \psi_t \tag{B.9}$$

donde:

$$\mu_v = E(\log(a_t - \psi_t)) \tag{B.10}$$

$$\sigma_v = \sqrt{E[\log(a_t - \psi_t) - \mu_v]^2} \tag{B.11}$$

La función de probabilidad (B.9) tiene las siguientes estadísticas:

Media:

$$\mu_v = \psi_t + e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}} \tag{B.12}$$

Varianza:

$$\theta^2 = e^{2(\mu_v + \sigma_v^2)} - e^{2\mu_v + \sigma_v^2} \tag{B.13}$$

Llamando la variable auxiliar $\lambda = e^{\sigma_v^2}$ trabajando con el segundo momento B.13, se obtiene:

$$\begin{aligned} \theta^2 &= e^{2\mu_v} e^{\sigma_v^2} (e^{\sigma_v^2} - 1) \\ &= e^{2\mu_v} \lambda (\lambda - 1) \end{aligned}$$

Entonces tenemos que:

$$e^{2\mu_v} = \frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)}$$

Aplicando el logaritmo:

$$\mu_v = 0.5 \log \left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)} \right) \tag{B.14}$$



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

y

$$\sigma_v^2 = \log(\lambda) \tag{B.15}$$

A partir de los momentos de primer orden (B.12), de la distribución Lognormal, se tiene:

$$-\psi_t = e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}}$$

Aplicando logaritmo:

$$\log(-\psi_t) = \mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2} \tag{B.16}$$

Substituyendo (B.14) y (B.15) en el lado derecho de (B.16)

$$\begin{aligned} &= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda-1)}\right) + 0.5\log \lambda \\ &= 0.5 \log\theta^2 - 0.5\log(\lambda(\lambda-1)) + 0.5\log \lambda \\ &= 0.5 \log\theta^2 - 0.5 \log \lambda - 0.5\log(\lambda-1) + 0.5\log\lambda \\ &= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda-1}\right) \end{aligned}$$

Exponenciando ambos lados:

$$\begin{aligned} -\psi_t &= \sqrt{\frac{\theta^2}{\lambda-1}} \\ \psi_t^2 &= \frac{\theta^2}{\lambda-1} \end{aligned}$$

Entonces:

$$\lambda = \frac{\theta^2}{\psi_t^2} + 1 \tag{B.17}$$

Sustituyendo (B.17) en (B.14) y (B.15) obtenemos expresiones para μ_v y σ_v^2 en términos de la varianza y del límite inferior de los ruidos. Estas son utilizadas en la generación sintética de caudales.

Consideraremos ahora la dependencia explícita con t . La variable $V_t = (\log(a_t - \psi_t) - \mu_v) / \sigma_v$ es llamada ruido transformado.

B.2.2 Modelo de ajuste

El modelo de caudales permite la adopción de diferentes órdenes de regresión que se aplican a cada período. Box y Jenkins propusieron una metodología para el ajuste de modelos ARIMA de series temporales, que también se pueden aplicar a los modelos PAR(p). En este análisis, la selección del modelo se divide en tres partes.



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

El primer paso, llamado *identificación* del modelo, consiste en la selección de un orden inicial para el modelo, basado en los estimadores de las funciones autoregresivas obtenidas desde el histórico. El segundo paso es la *estimación* de los parámetros del modelo, y el tercer paso es llamado *verificación* del modelo, donde testes estadísticos son utilizados para comprobar si las hipótesis adoptadas por el teste anterior son adecuadas. Si esto no se verifica se debe retornar al primer paso, hasta que los resultados sean satisfactorios.

B.2.3 Verificación del modelo

Se puede testar el modelo PAR(1) en cuanto a la independencia y normalización de las afluen-
cias y por “outliers”.

B.2.3.1 Independencia de los ruidos

Esta hipótesis se puede comprobar por el cálculo de la autocorrelación estacional de los ruidos transformados, como:

$$r_v^{(m)}(j) = \frac{N^{-1}(\sum_{i=1}^N V_{(i-1)s+m} V_{(i-1)s+m-j})}{\sigma_v^{(m)} \sigma_v^{(m-j)}} \tag{B.18}$$

Si el modelo fuera adecuado, $r_v^{(m)}(j)$ tiene una distribución aproximadamente Normal con media cero y varianza menor que N^{-1} . Las estadísticas de Portmanteau,

$$Q_{m,L} = N \sum_{j=1}^L \left(r_v^{(m)}(j)\right)^2 + L(L+1)/2N \tag{B.19}$$

son asintóticamente independientes y tienen una distribución χ^2 con $(L-1)$ grados de liber-
tad. Un valor (significativamente) alto de $Q_{m,L}$ indica que la modelación del período m no es
adecuada. En este caso, se debe intentar variar el orden del modelo (aumentando el orden
desde 1) hasta que los ruidos sean independientes. En este proceso, se puede analizar las fun-
ciones de autocorrelación parciales de la muestra.

El modelo también deberá ser probado para todo el conjunto, usando la estadística:

$$Q_L = \sum_{m=1}^s Q_{m,L} \tag{B.20}$$

donde Q_L tiene una distribución χ^2 con $s(L-1)$ grados de libertad.

B.2.3.2 Ruidos normalizados

Esta hipótesis puede ser verificada a través del cálculo de la asimetría estacional:

$$\gamma_v^m = N^{-1} \sum_{i=1}^N \left(V_{(i-1)s+m}\right)^3 \tag{B.21}$$

Por tener el estimador de la asimetría una distribución aproximadamente normal, con media
cero y varianza $6N^{-1}$, la hipótesis que la *distribución transformada* tiene una distribución



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Normal es rechazada (con nivel de significancia α) siempre que $|\gamma_v^m| > Z_{n_\alpha} \sqrt{6N-1}$, donde n_α es el límite superior del intervalo de confianza para un α dado, de una distribución Normal patrón.

B.2.3.3 Puntos fuera de la curva

El cálculo de la secuencia histórica $\{V_1, V_2, \dots\}$ caracteriza como "sospechoso" cualquier valor Z_t que resulte en un valor V_t fuera del intervalo de confianza de 99% de una distribución Normal.

B.3 Modelo multivariado para múltiples embalses

Sea:

$$V_t = [V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(j)]$$

(B.22)

un conjunto de ruidos transformados espacialmente dependientes, donde $V_t(1)$ corresponde a la primera estación hidrológica, $V_t(2)$ la segunda, y así en adelante, para j estaciones.

El modelo espacial está representado por:

$$V_t = AW_t$$

(B.23)

donde W_t es un vector con j componentes, todos con distribución Normal estándar, e independientes entre si. La matriz A , conocida como matriz de carga se calcula por la siguiente ecuación:

$$AA' = Cov(V_t) = \Sigma$$

(B.24)

donde A' es la transpuesta de A y $Cov(V_t)$ es la matriz de covarianza de V_t , llamada Σ , la que se estima desde las observaciones simultaneas de $V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(j)$.

Una manera de resolver (B.24) es por descomposición en autovectores de Σ :

$$\Sigma = X\Lambda X'$$

donde Λ es una matriz diagonal con los autovalores y X es una matriz de autovectores. Así,

$$A = X\Lambda^{1/2}$$

B.4 Generación sintética de caudales

La generación de caudales en un período cualquiera m se hace tomando una muestra, en cada tiempo t , con j variables dependientes de distribución Normal estándar, donde j es el número de plantas hidráulicas del estudio: $\tilde{W}_t(1), \tilde{W}_t(2), \dots, \tilde{W}_t(j)$.



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

El vector de ruidos transformado con dependencia espacial $\tilde{V}_t = [\tilde{V}_t(1), \tilde{V}_t(2), \dots, \tilde{V}_t(j)]$ se calcula por la ecuación (B.23), es decir, $\tilde{V}_t = A\tilde{W}_t$. Cada ruido $\tilde{V}_t(i), i = 1, \dots, J$ recibe una transformación específica para resultar en el ruido $\tilde{\alpha}_t(i)$ del modelo autoregresivo periódico.

$$\tilde{\alpha}_t(i) = \exp(\tilde{V}_t(i) \times \tilde{\sigma}_v + \tilde{\mu}_v) + \tilde{\Psi}_t \tag{B.25}$$

donde $\tilde{\mu}_v, \tilde{\sigma}_v$ y $\tilde{\Psi}_t$ están relacionados a los residuos sintéticos de la misma manera que μ_v, σ_v y Ψ_t están a los ruidos reales (ecuaciones (B.14) y (B.15) y (B.8) respectivamente).

La variable normalizada para cada local satisface la ecuación autoregresiva específica de la variable local i :

$$\tilde{X}_t(i) = \varphi_m \tilde{X}_{t-1}(i) + \tilde{\alpha}_t(i) \tag{B.26}$$

El caudal sintético $\tilde{Z}_t(i)$ satisface:

$$\tilde{Z}_t(i) = \tilde{X}_t(i) \sigma_m(i) + \mu_m(i) \tag{B.27}$$

donde $\mu_m(i)$ y $\sigma_m(i)$ corresponden a la media y desviación estándar de la muestra de los caudales reales afluentes al embalse i en el período m .

En el programa SDDP, es necesario que sean simultáneamente generados un conjunto de caudales sintéticos. En la etapa de optimización, es necesario que estas secuencias tengan un límite inferior común en cada paso de tiempo. Estas secuencias se llamarán secuencias separadas de $\tilde{Z}_t(t, k), k = 1, \dots, K$.

En la práctica, debido a la naturaleza iterativa de los cálculos, se utiliza el siguiente procedimiento. En cada instante de tiempo se calcula:

$$\tilde{\Psi}_t(i, k) = -\frac{\mu_m(i)}{\sigma_m(i)} - \varphi_m(i) \frac{\tilde{Z}_{t-1}(i, k) - \mu_{m-1}(i)}{\sigma_{m-1}(i)}$$

El valor máximo de los límites inferiores calculados para las secuencias individuales es el límite inferior común. Matemáticamente, se hacía:

$$\tilde{\Psi}_t(i) = \max_{k=1}^K \tilde{\Psi}_t(i, k)$$

De esta manera se calculan los parámetros $\tilde{\lambda}, \tilde{\mu}_v$ y $\tilde{\sigma}_v$ por:

$$\begin{aligned} \tilde{\lambda}(t, i, k) &= 1 + \frac{1 - \varphi_m(i)^2}{\tilde{\Psi}_t(i, k)^2} \\ \tilde{\mu}_v(t, i, k) &= 0.5 \log \frac{1 - \varphi_m(i)^2}{\tilde{\lambda}(t, i, k)(\tilde{\lambda}(t, i, k) - 1)} \\ \tilde{\sigma}_v(t, i, k) &= \sqrt{\log \tilde{\lambda}(t, i, k)} \end{aligned}$$

Finalmente se calculan los caudales sintéticos como:

$$\tilde{Z}_t(i, k) = \sigma_m(i) \left(\exp[\tilde{\mu}_v(t, i, k) + \tilde{\sigma}_v(t, i, k) \tilde{V}_t(i)] + \tilde{\Psi}_t(i, k) \right)$$



SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Es necesaria la existencia de un punto inicial, esto es un valor de $\tilde{Z}_{t-1}$ para el primero instante de tiempo. En algunos casos, este valor puede ser conocido, como en el caso de la simulación de continuidad de una secuencia de caudales reales. Caso contrario, se puede asumir un valor arbitrario, por ejemplo $\tilde{Z}_{t-1} = \mu_{m-1}$.



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2016 – 2030

Plan Indicativo de Generación

Tomo II - Anexo – 7

Topologías de los Proyectos

Ave. Ricardo J. Alfaro Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etsa.com.pa





Tomo II
Anexo 7

Topologías de los Proyectos

NA



Topologías de los Proyectos

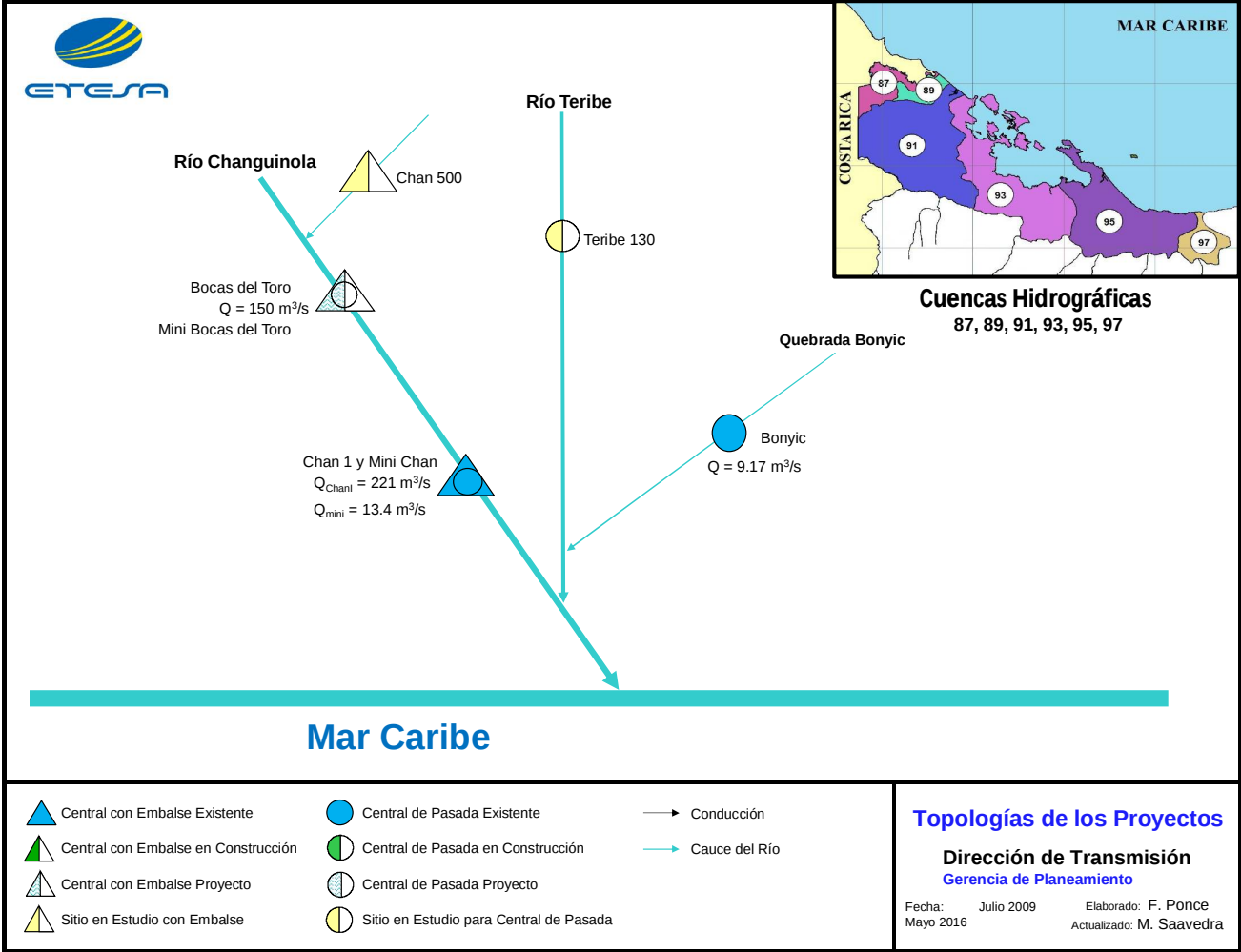


Dirección de Transmisión

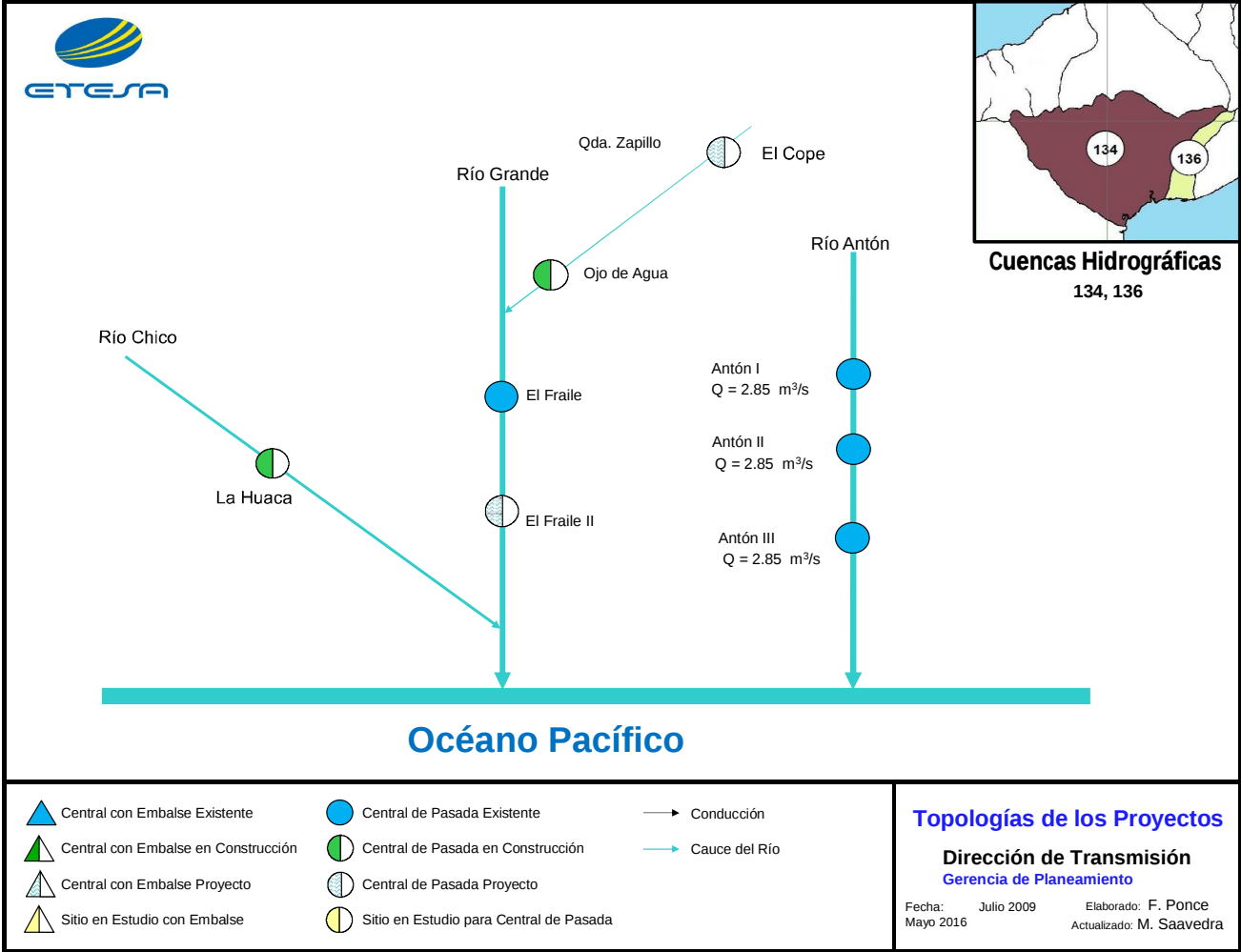
Gerencia de Planeamiento

Plan Indicativo de Generación 2016 -2030

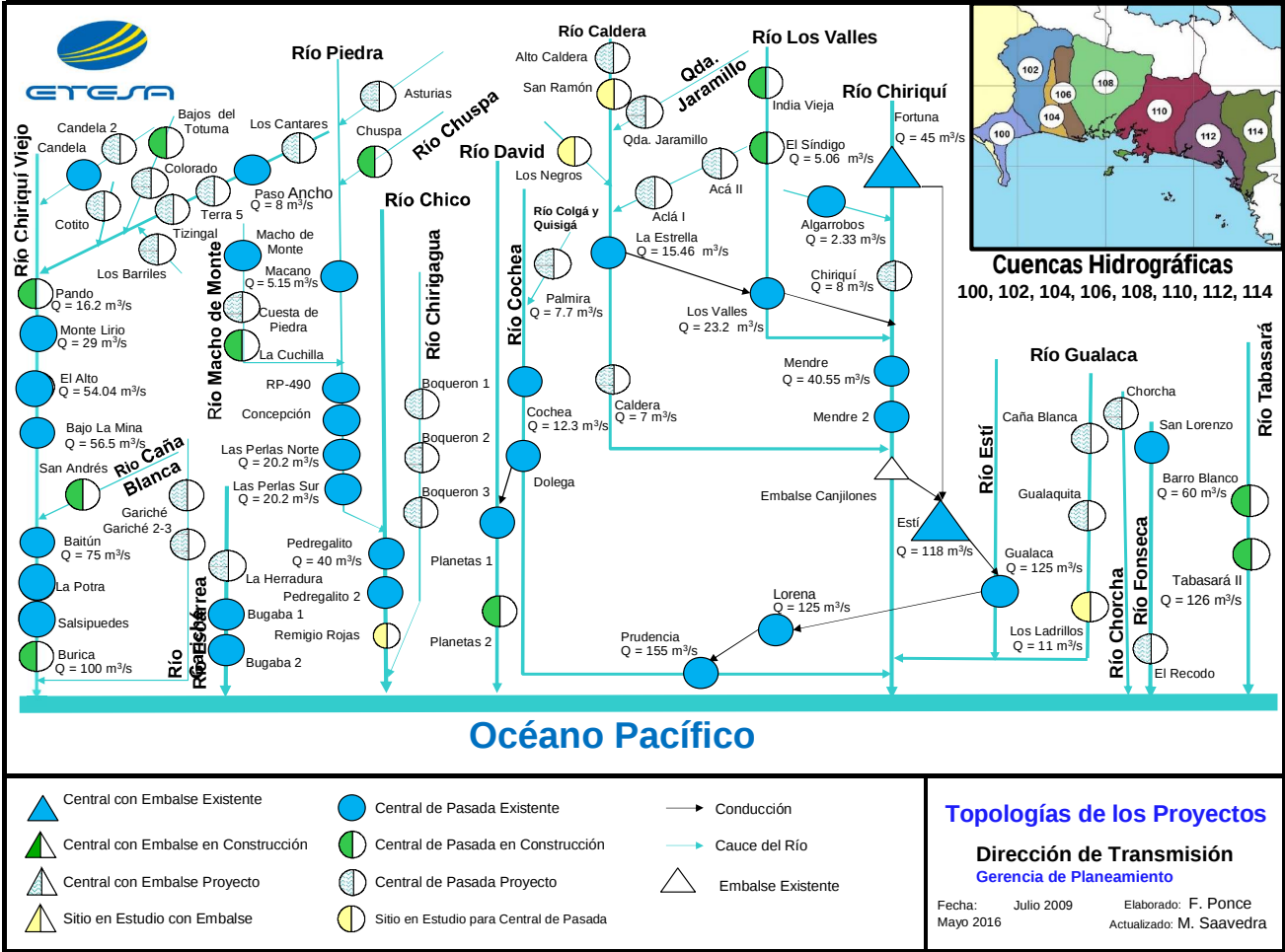
NA



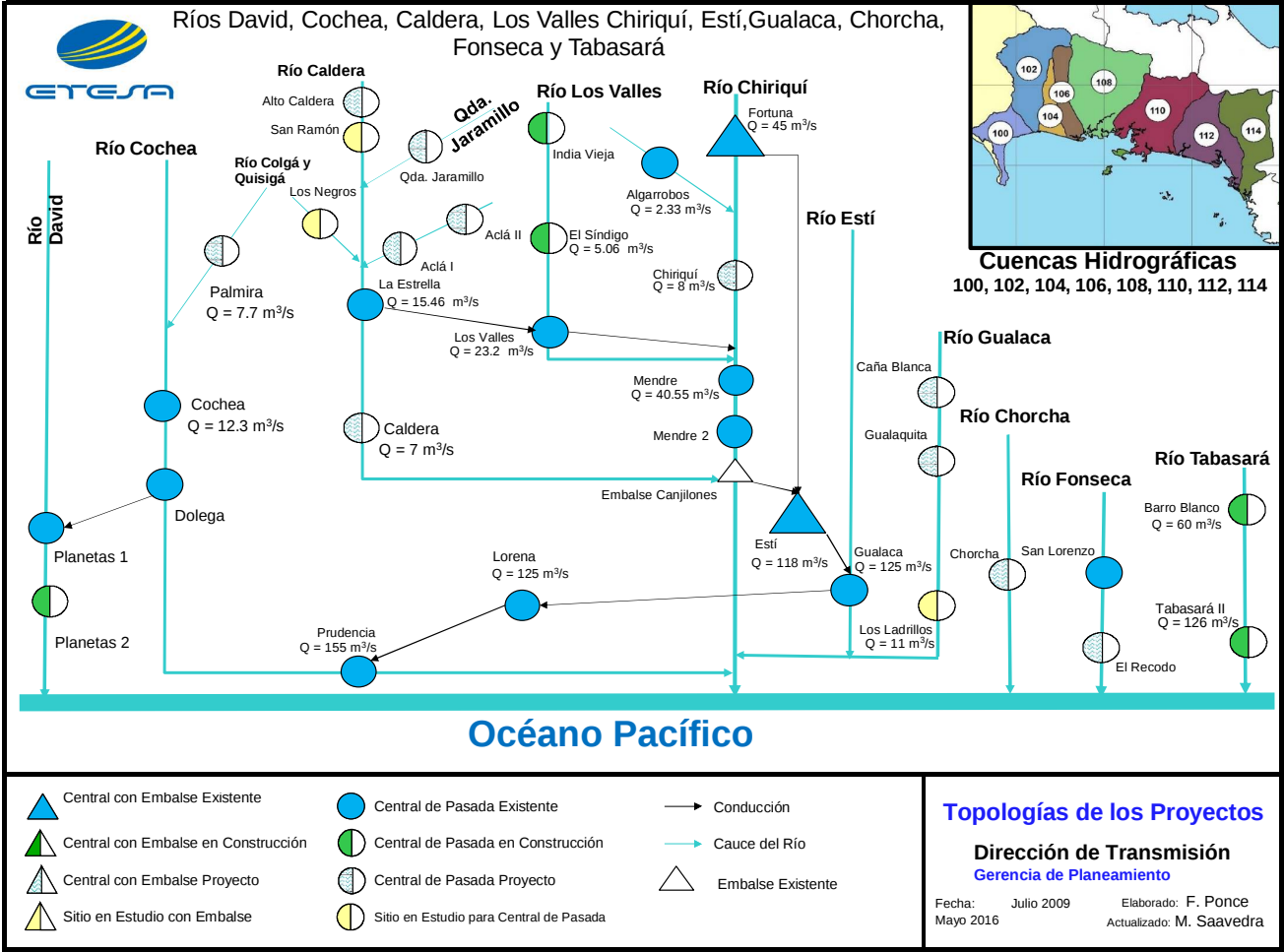
NA



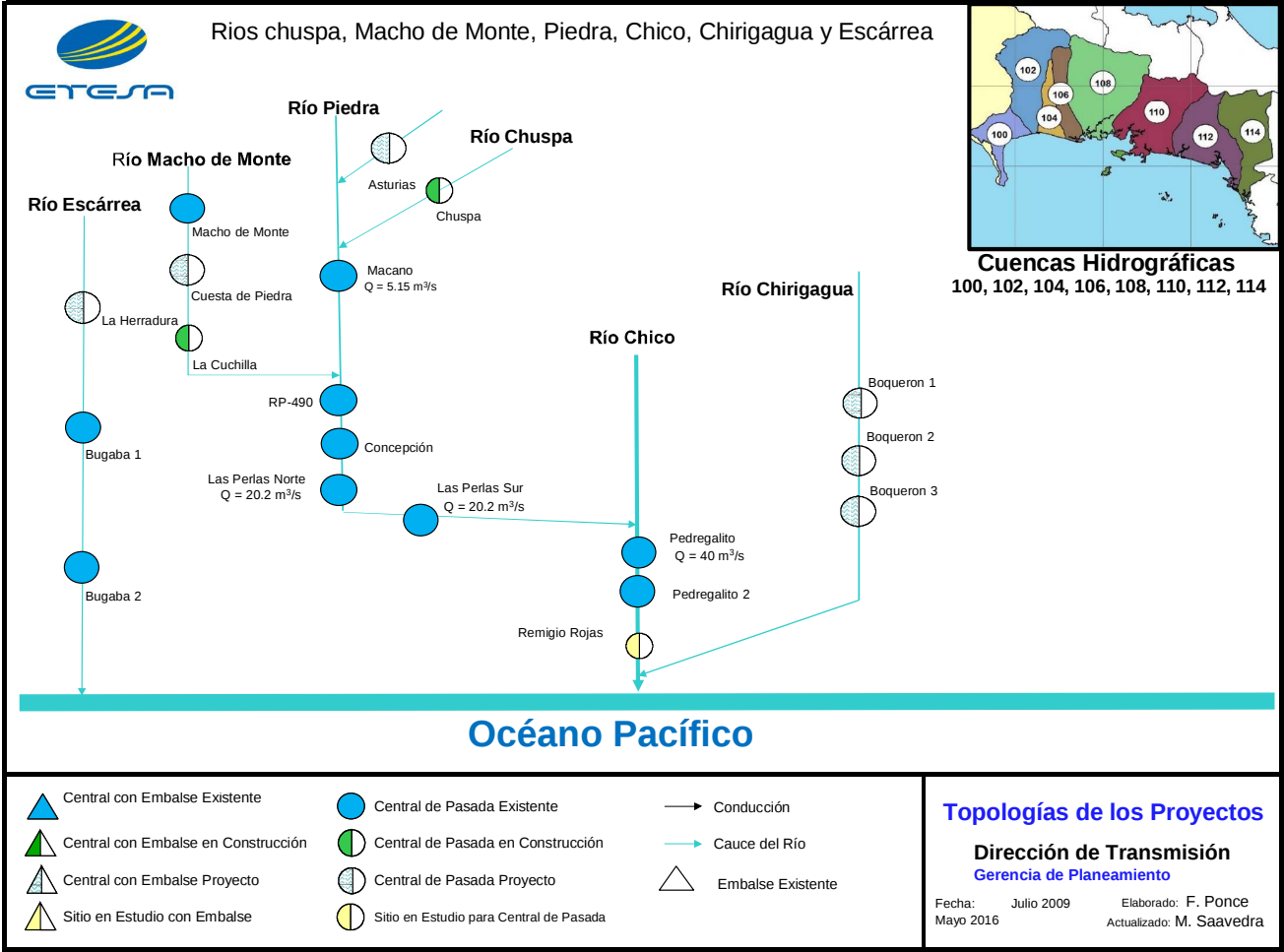
NA



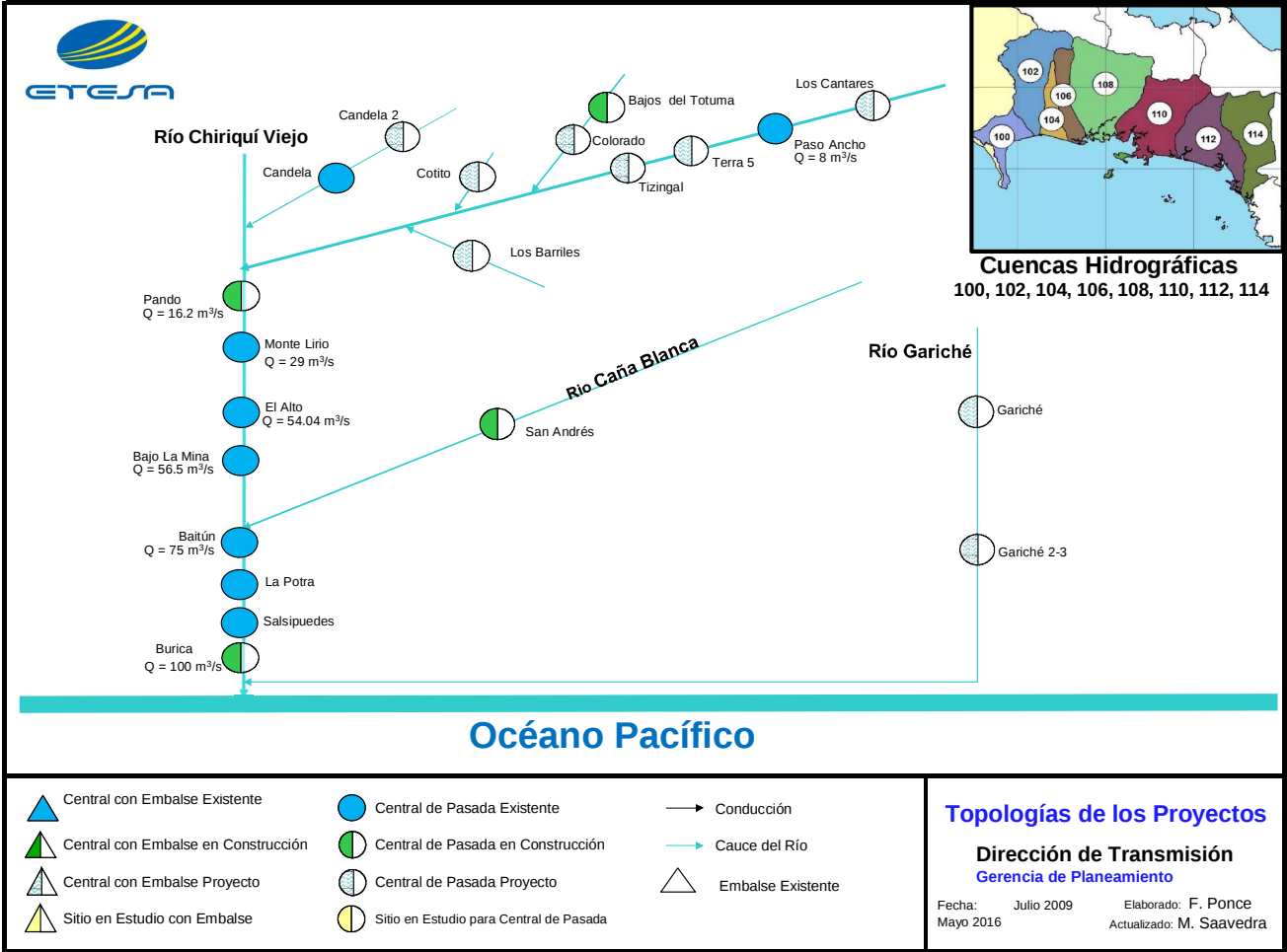
NA



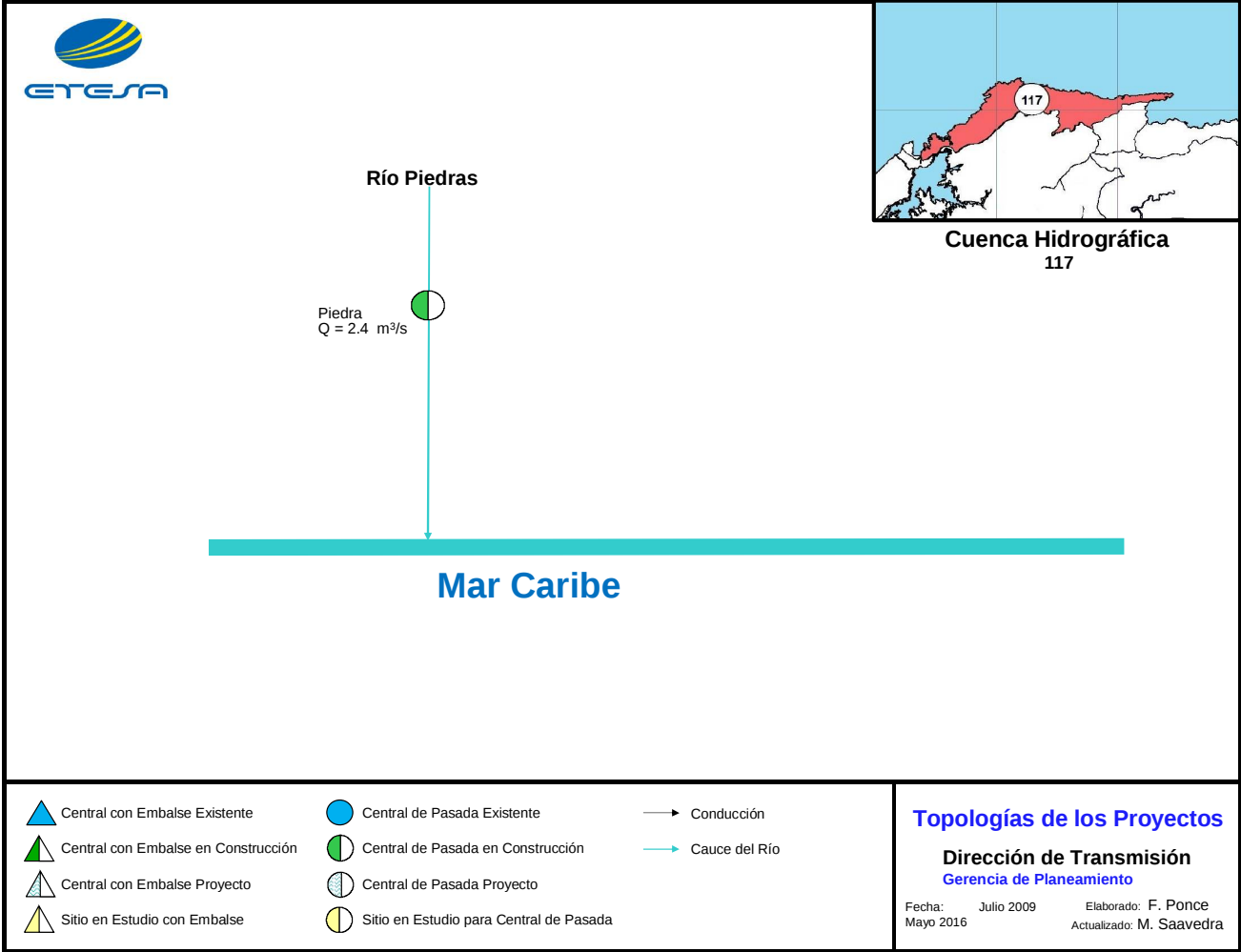
NA



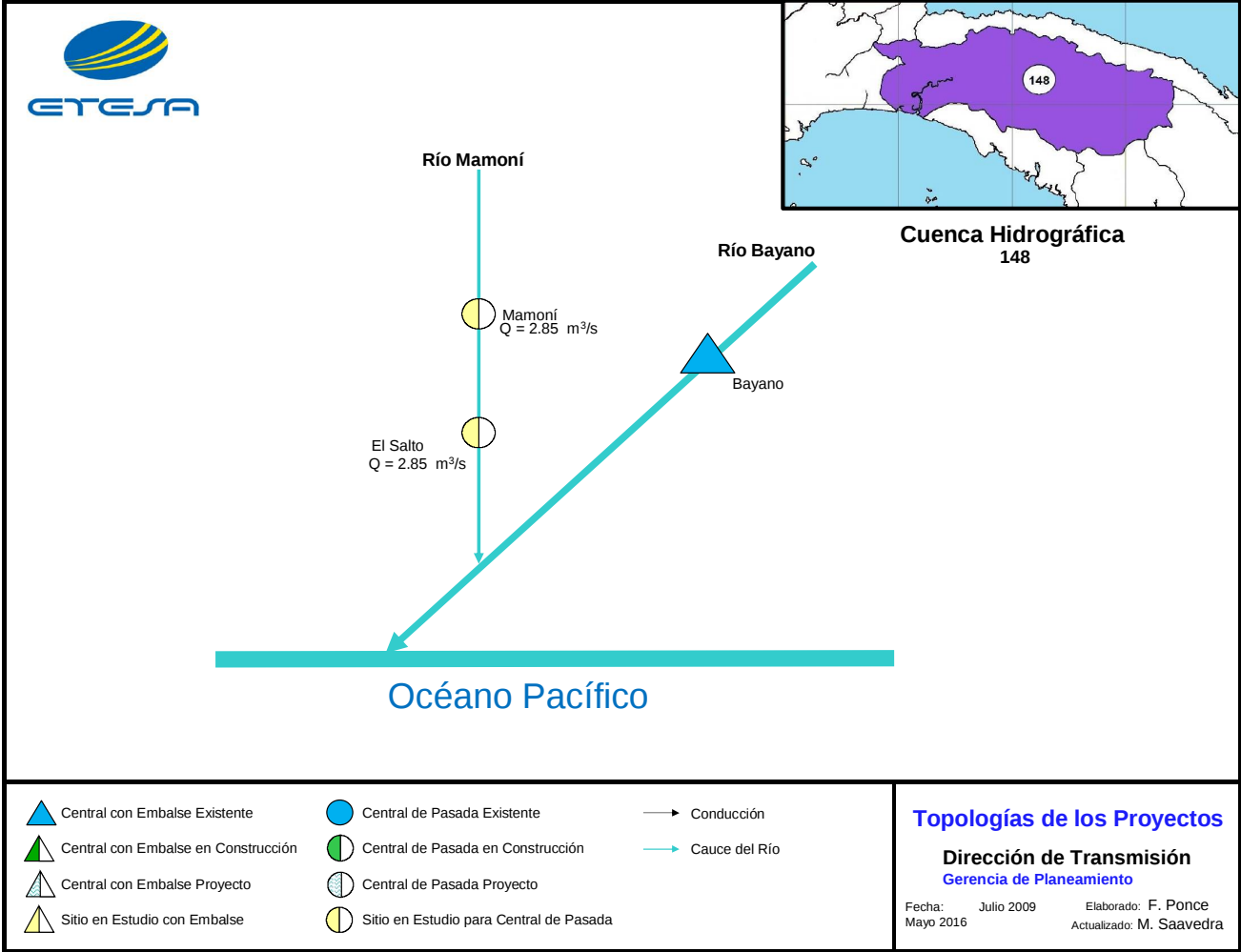
NA



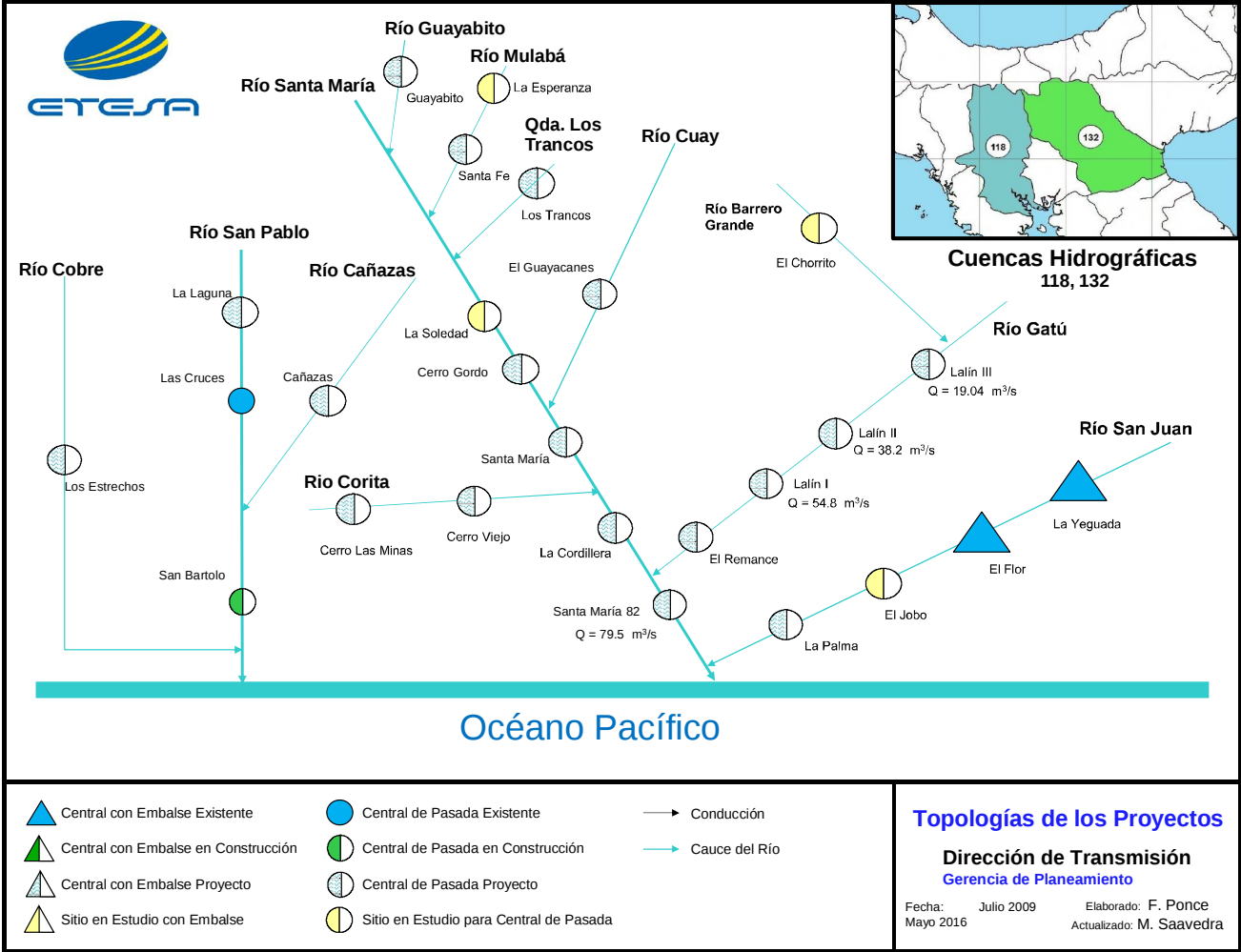
NA



NA



NA



NA



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2016 – 2030

Tomo III Plan de Expansión de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-395-2016

8 de agosto de 2016

Panamá



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

NA



Contenido

CAPITULO 1 RESUMEN EJECUTIVO 3

CAPITULO 2 INTRODUCCIÓN..... 9

CAPITULO 3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION ACTUAL 11

CAPITULO 4 CRITERIOS TÉCNICOS 19

CAPITULO 5 METODOLOGÍA 25

CAPITULO 6 COMPOSICIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ... 27

CAPITULO 7 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO 35

CAPITULO 8 PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO 41

CAPITULO 9 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO 51

CAPITULO 10 PLAN DE EXPANSION DE LARGO PLAZO..... 75

CAPITULO 11 PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES 83

CAPITULO 12 PLAN DE REPOSIÓN DE CORTO PLAZO 85

CAPITULO 13 PLAN DE REPOSIÓN DE LARGO PLAZO..... 87

CAPITULO 14 PLAN DE PLANTA GENERAL 89

CAPITULO 15 PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN 91

CAPITULO 16 CONCLUSIONES 93

CAPITULO 17 RECOMENDACIONES..... 97

NA



ANEXOS

- Anexo III-1** Resultados de Simulaciones Dinámica
- Anexo III-2** Diagnóstico del Sistema y de las principales alternativas
- Anexo III-3** Análisis de las Alternativas
- Anexo III-4** Análisis Dinámico Alternativa 1A
- Anexo III-5** Análisis Dinámico Alternativa 1B
- Anexo III-6** Análisis Dinámico Alternativa 2B
- Anexo III-7** Plan de Inversiones 2016-2030



CAPITULO 1 RESUMEN EJECUTIVO

OBJETIVO

De acuerdo con lo establecido en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, a ETESA le corresponde elaborar el Plan de Expansión, de acuerdo a los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía. Igualmente, de acuerdo al Capítulo V del Reglamento de Transmisión establecido por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico para un horizonte de corto y largo plazo.

En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión. El Plan del Sistema de Transmisión evita las congestiones actuales y futuras, a la vez permite minimizar el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias en transmisión y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP. Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2016 - 2026 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema, de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones,

ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos, entregado a la ASEP en abril de 2016. La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2015. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

Para el horizonte 2016 – 2026, se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en junio de 2016. El modelado de estos proyectos se realiza con base a información entregada por los agentes durante el trámite de viabilidad de conexión y a parámetros típicos de elementos de un sistema de potencia (líneas, transformadores, modelos de máquina, gobernador, etc.) para aquellos agentes de los que no se cuente con información para su modelado.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el plan de expansión vigente, el cual es el Plan de Expansión del 2015, aprobado por la ASEP de

NA



acuerdo a la Resolución AN No.9515 –30 de diciembre de 2015 y a los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con un total de 306 barras, 155 líneas, 138 transformadores de 2 devanados y 50 transformadores de 3 devanados, y 146 generadores y 197 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación (incluyendo las futuras).

En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país, Progreso, Charco Azul, Boquerón III, Mata de Nance, Caldera, Changuinola, Cañazas, Guasquitas, Veladero, Llano Sánchez y Chorrera, así como las subestaciones Panamá, Panamá II, Cáceres y Santa Rita.

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas de salidas por fallas o mantenimiento programado de líneas y transformadores de ETESA, así como también de las unidades generadoras propiedad de los agentes del mercado.

CRITERIOS

De acuerdo al Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico, se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de las empresas distribuidoras y grandes clientes, especificando para condiciones de operación normal +/- 5% tanto para 230 KV como para 115 KV y +/- 7% para condiciones de contingencia simple en 230 KV y 115 KV.

Se proponen criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión es Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años, respectivamente.

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Mediante un estudio de flujos de potencia en estado estable, transitorio y contingencia se analiza la condición operativa actual del SIN con el fin de realizar un diagnóstico del mismo y presentar las propuestas de los proyectos necesarios para reforzar el SPT y obtener el correcto funcionamiento del SIN.

Se puede observar la restricción de la transferencia de occidente al centro de carga debido a dos deficiencias en el SIN: falta de capacidad de transporte de energía eléctrica de las líneas de transmisión y déficit de reactivo en el sistema, afectando en los primeros años del corto plazo, dicha capacidad de transferencia. Se observa que el corredor 1 y 2, ya no son suficientes para traer dicha energía ya que se sobrecargan. Unido a esto, la falta de compensación reactiva impide en gran manera aumentar la transferencia; trayendo como consecuencia generación obligada.

Otra limitación que se observa en el área de Occidente, es la línea 230-9A (Boquerón 3-Mata de Nance) en donde no hay capacidad en dicha L/T para traer toda la generación conectada en la S/E Boquerón 3. Para esto se requieren líneas con mayor capacidad de trasmisión.

En el área capital las LL/TT entre las SS/EE Panamá y Cáceres presentan sobrecargas en contingencia debido al flujo que demanda el área Atlántica y es transmitido a través de estas líneas. Dada



esta situación se requiere generación obligada en el área Atlántica.

La falta de refuerzo en las líneas 230-5B y 6B (Mata de Nance- Veladero), es otra de los refuerzos que hay que realizar el cual impide traer la energía total de occidente al centro de carga, provocando generación obligada.

El gran crecimiento en Panamá centro, indica que se necesitan nuevos transformadores para suplir así a la demanda para las S/E Panamá y Panamá II. Además, se deben contemplar la demanda en los demás puntos del país como Chorrera, Llano Sánchez y Mata de Nance, para así añadir la capacidad de transformación necesaria y evitar sobrecargas.

La falta de reactivo en los primeros años del corto plazo provoca el uso del desligue de carga al entrar al despacho las generadoras Bahía las Minas y Panam, siendo así las contingencias más severas. Es necesario mencionar que la Empresa de Transmisión Eléctrica ha ejecutado refuerzos al sistema de transmisión con el fin de mitigar la condición operativa citada. Entre los proyectos ejecutados y operativos en la actualidad se tiene el aumento en la capacidad de transporte de la línea 1 (Mata de Nance – Panamá) llevándole a 247 MVA por circuito y la adición de bancos capacitivos en las Subestaciones de Llano Sánchez, Panamá y Panamá II. No obstante, a los refuerzos ejecutados, la condición operativa permanecerá hasta que ingrese la tercera línea de transmisión y la compensación requerida (bancos capacitivos y SVC), para aumentar las reservas reactivas del SIN.

CONCLUSIONES

Se presenta déficit de reserva reactiva en el sistema y restricción en la capacidad de

transmisión en sentido occidente-oriental durante el periodo lluvioso. Esta condición operativa impide que se logre el despacho económico, ya que para operar el sistema de manera segura se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga. La condición permanecerá hasta que se dé el ingreso de la tercera línea de transmisión y la compensación reactiva que eleve las reservas del SIN para operar en un punto de estabilidad en caso de contingencias (N-1).

2016

Se adicionan 80MW de capacidad instalada en generación al sistema entre generación hidroeléctrica y solar. Además, se refuerza el sistema con la capacidad de transformación para así suplir la demanda sin sobrecargas en los transformadores, en cambio se observa un déficit tanto en las líneas de transmisión como en reserva reactiva para el sistema impidiendo así traer generación más barata de occidente.

2017

Se espera el ingreso de aproximadamente 580MW de los cuales 193MW son renovables y el resto es de Punta Rincón la cual es tecnología a base de carbón.

En este año se observa la entrada completa de la Tercera Línea, pero aún se observan ciertas restricciones de transmisión por falta de capacidad de transporte en el SIN. Podemos mencionar la línea 230-5B y 6B (Mata de Nance – Veladero) y la LT 115-37 y 12 (Panamá-Cáceres). Además, aunque se agrega el tercer corredor de transmisión y algunos bancos de Capacitores en Chorrera y Panamá II, sigue siendo necesaria la inyección de más reactivo al SIN para traer toda la energía de occidente.

NA



2018

Con la entrada esperada de 532MW al SIN, donde 151MW pertenecen a generación renovable y el resto es de la central generadora a base de GAS Costa Norte y los refuerzos realizados en transmisión disminuyen las restricciones en transmisión, pero aun así están presentes en Mata de nance –Veladero, y en Cáceres.

Para la época lluviosa se tiene la entrada de los SVC los cuales ayudan al sistema en estabilidad ante contingencias críticas como la del carbón de Bahía las Minas.

2019

Se adicionan 349 MW donde 181MW son de renovable y el resto de Bahía las Minas con un Nuevo GAS el cual por orden de mérito entra primero que muchas centrales térmicas y ayuda a la estabilidad del Sistema y evita la generación obligada ya que aporta desde el área Atlántica.

No se presentan restricciones ni falta de reactivo para ninguna de las dos épocas, siendo así una condición favorable, segura y confiable para el sistema.

Se realiza el cambio de conductor en la línea 230-5B y 6B (Mata de Nance-Veladero) el cual era un inconveniente en el año anterior.

Se cumple con el orden de mérito establecido y con todos los criterios de calidad y seguridad establecidos en el Reglamento de Transmisión.

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE LARGO PLAZO (AÑOS 2020 – 2025)

Resultados similares al año 2019 se observan en el año 2020, como era de esperarse, que se ve incrementada la

generación en el occidente debido a la incorporación de nueva generación principalmente hidráulica en el escenario de lluvioso, y por otro lado es de notar la importancia en el escenario de seca, la generación en la zona de Colón, norte de la ciudad de Panamá

Si se analiza el año 2023, se aprecia un notable incremento de generación despachada (económica, tipo ciclos combinados) en la zona de Colón respecto del año 2020. Esto se observa no solamente en el escenario de seca, sino también en el escenario lluvioso. Dado que no hay nuevas incorporaciones importantes en el occidente no se generan incrementos en el año 2023 por sobre el año 2020.

Finalmente, para el año 2026 se observa como resultado último una destacada incorporación de generación térmica de bajo costo que determina la generación despachada por zona. Destacando que no hay nueva generación en el occidente y todas las incorporaciones están vinculadas a combustibles fósiles en el oriente, inclusive en el escenario lluvioso.

RECOMENDACIONES

En el corto plazo entrarán en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciarán próximamente su ejecución. En largo plazo se plantean los proyectos en base a los análisis de los capítulos anteriores:

AÑO 2016

- Doble circuito Panamá II – Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV.
- Adición del transformador T5 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV).
- Reemplazo del conductor 636 kcmil de tipo ACSR, en la línea

NA



115-3y4 (Las Minas – Panamá) en 115 KV, por un conductor de alta temperatura, calibre 605 kcmil, tipo ACSS/AW (24/7).

- Adición del transformador T3 en Subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).
- Tercera línea de transmisión Tramo Veladero-Llano Sánchez, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.

AÑO 2017

- Tercera línea de transmisión tramo Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV.

AÑO 2018

- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas
- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera, con conductor DRAKE ACCC con capacidad de 770 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo de Mata de Nance a Progreso).
- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC por sus siglas en inglés). Uno en Subestación Llano Sánchez y otro en Subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, con capacidad de +120 MVAR.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo

230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.

- Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 kV, circuito sencillo.

AÑO 2019

- Aumento de capacidad de la línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito mediante cambio de conductor de alta temperatura 714 DOVE ACCC.
- Nueva línea de transmisión de integración del Darién. El proyecto contempla la construcción de una nueva Subestación Chepo para alimentación de carga y conexión de futuros proyectos de generación y una línea simple en 230 kV Chepo – Metetí.
- Adición del T2 en Subestación Changuinola.
- Nueva Subestación Panamá III.
- Adquisición S/E La Esperanza.
- Adquisición S/E Cañazas

AÑO 2020

- Subestación Burunga 230 KV.
- Línea doble circuito Sabanitas – Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV.
- Línea de doble circuito Chiriquí Grande – Panamá III (operada inicialmente en 230 KV).
- Aumento de Capacidad de la Línea 1 (LT1): Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 KV.
- Aumento de Capacidad de la Línea 2 (LT2): Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV.
- Adquisición S/E 24 de Diciembre.



AÑO 2021

- Reactor de 10 MVAR S/E Metetí 230 KV.
- Reparación de Transformadores de S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Chorrera.
- Adquisición S/E El Coco

AÑO 2022

- Banco de Capacitores 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV.
- Reembolso a AES de repotenciación Líneas 115-1,2,3 y 4.

AÑO 2023

- Adquisición de Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV.
- Adquisición de línea Progreso – Burica – Portón – Dominical.

AÑO 2024

- Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV.
- Energización en 500 KV de Línea Chiriquí Grande – Panamá III.
- Adquisición de línea Bocas del Toro – Chiriquí Grande 230 KV.

AÑO 2025

- S/E Sabanitas 115 KV y línea 115 KV Sabanitas – Santa Rita.



CAPITULO 2

INTRODUCCIÓN

La Ley No. 6 del 3 de febrero de 1977 establece en su Artículo 19 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., elaborar el Plan de Expansión. El Reglamento de Transmisión, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP), en su Título V, “La Expansión del Sistema de Transmisión”, establece que a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de corto y largo plazo.

En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual evita las congestiones actuales y futuras y a la vez minimiza el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define un programa de inversiones necesarias y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP.

Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2016-2026 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones,

ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A handwritten signature in blue ink, appearing to be the initials "NA" followed by a stylized flourish.



CAPITULO 3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION ACTUAL

SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por un conjunto de líneas de transmisión de alta tensión de 230 y 115 KV, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar la energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional.

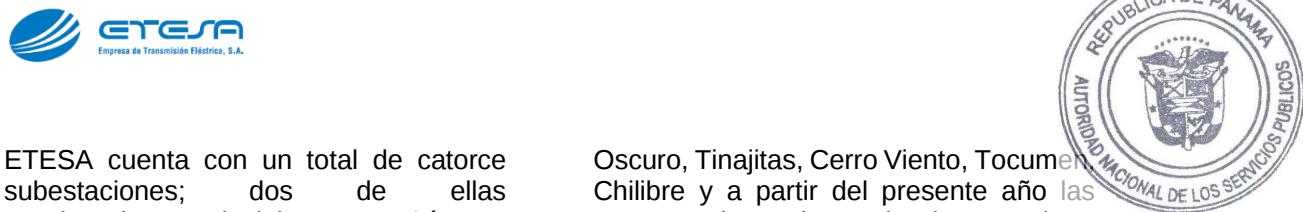
La longitud total de las líneas de 230 KV en líneas de doble circuito es de 1,765.98 Km, y en líneas de circuito sencillo, de 337.01 Km. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 155.6 Km. y para líneas de circuito sencillo, de 151.3 Km. En la Tabla 3-1 se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, su longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

Tabla 3.1, Líneas del Sistema Principal de Transmisión

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA								
LÍNEAS		NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO	LONG.	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)	
							Normal	Cont.
LINEAS DE 230 KV	DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	636 ACSR	202.0	366.0
		230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	636 ACSS	335.0	366.0
		230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	750 ACAR	247.0	366.0
		230-3B,4B	CHORRERA - EL HIGO	1978	59.69	750 ACAR	247.0	366.0
		230-3C,4C	EL HIGO - LL. SANCHEZ	1978	82.50	751 ACAR	247.0	366.0
		230-5A,6A	LL. SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	750 ACAR	247.0	366.0
		230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	750 ACAR	247.0	366.0
		230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	750 ACAR	193.0	366.0
		230-12A,13A	EL COCO - PANAMA II	2006	135.00	1200 ACAR	275.0	450.0
		230-12B,13B	EL COCO - LL. SANCHEZ	2006	60.00	1201 ACAR	275.0	450.0
	CIRCUITO SENCILLO	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	1200 ACAR	275.0	450.0
		230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84.30	1200 ACAR	275.0	450.0
		TOTAL			882.99			
		TOTAL x CIRCUITO			1,765.98			
		230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	1986	27.00	750 ACAR	193.0	366.0
		230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	1986	27.00	750 ACAR	193.0	366.0
		230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	750 ACAR	193.0	366.0
		230-18	GUASQUITAS - FORTUNA	2003	16.00	1200 ACAR	275.0	450.0
		230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA *	2009	97.55	750 ACAR	304.0	366.0
		230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA *	2009	24.11	750 ACAR	304.0	366.0
LINEAS DE 115 KV	DOBLE CIRCUITO	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15.00	750 ACAR	304.0	366.0
		230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS *	2012	44.00	750 ACAR y 1200 ACAR	275.0	366.0
		230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA *	2012	76.65	750 ACAR	304.0	366.0
		TOTAL			337.01			
		TOTAL x CIRCUITO 230KV			2,102.99			
	CIRCUITO SENCILLO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR y 1200 ACAR	150.0	175.0
		115-1B,2B	STA. RITA - BLM 1	2004	6.20	605 ACSS	150.0	175.0
		115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	636 ACSR	93.0	175.0
		TOTAL			77.80			
		TOTAL x CIRCUITO			155.60			
		115-3A	PANAMA - CHILIBRE **	1972	22.50	605 ACSS	168.0	175.0
		115-3B	CHILIBRE - BLM 2 **	1972	31.50	605 ACSS	168.0	175.0
		115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA **	1972	40.70	605 ACSS	168.0	175.0
		115-4B	CEMENTO PANAMA - BLM 2 **	1972	16.70	605 ACSS	168.0	175.0
		115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	636 ACSR	120.0	175.0
		115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	636 ACSR	93.0	175.0
		115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	636 ACSR	93.0	175.0
		115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	636 ACSR	93.0	175.0
		115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	636 ACSR	93.0	175.0
		115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0.80	750 XLPE	142.0	178.0
		TOTAL			151.30			
		TOTAL x CIRCUITO 115KV			306.90			

* NOTA: estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.
** NOTA: estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá

NA



ETESA cuenta con un total de catorce subestaciones; dos de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV, Cáceres y Santa Rita, y dos seccionadoras a nivel de 230 KV, Guasquitas y Veladero. Las otras diez, son subestaciones reductoras, Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola.

El principal centro de carga del país está ubicado en el área metropolitana de la ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda. Para servir esta demanda, ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres. Estas subestaciones alimentan las subestaciones de distribución Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco, propiedad de la empresa EDEMET y las de Santa María, Monte

Oscuro, Tinajitas, Cerro Viento, Tocumen, Chilibre y a partir del presente año las nuevas subestaciones de Llano Bonito y 24 de diciembre (en 230 KV), propiedad de ENSA.

Las demás subestaciones de ETESA alimentan áreas del interior del país. La Subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Occidente, la Subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas), las Subestaciones Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí y la Subestación Changuinola alimenta a la provincia de Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito).

En la Tabla 3-2 se presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

Tabla 3.2, Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión

TRANSFORMADORES DE ETESA												
No.	SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			CAPACIDAD	REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION	ENTRADA EN OPERACIÓN
			OA	FA	FOA			ALTA	BAJA	TERCI.		
1	PANAMA 2	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
	PANAMA 2	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
2	PANAMA	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1993
	PANAMA	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1974
	PANAMA	3	210	280	350	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1981
3	CHORRERA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	CHORRERA	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	CHORRERA	3	60	80	100	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2013
4	LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	LLANO SANCHEZ	3	60	80	100	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
5	MATA DE NANCE	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	MATA DE NANCE	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
	MATA DE NANCE	3	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
6	PROGRESO	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
	PROGRESO	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
7	CHARCO AZUL	1	18	24	24	OA/FA	REDUCTOR	115	4.16		DEL/EST	1988
8	CHANGUINOLA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2009
9	CALDERA	1	37.5	50	62.5	OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5		EST/DEL	2010
10	BOQUERON III	1	50	66.7	83.3	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.4		EST/DEL	2010
		2	50	66.7	83.3	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.4		EST/DEL	2016
	TOTAL		1,265.5	1,687.4	2,103.1							

- Subestaciones Seccionadoras
 - Cáceres 115 KV
 - Santa Rita 115 KV
 - Guasquitas 230 KV
 - Veladero 230 KV
- El Higo 230 KV
 - San Bartolo 230 KV



Para efectos de soporte de reactivo, el sistema cuenta con bancos de capacitores y reactores. Los bancos de capacitores se encuentran ubicados de la siguiente forma:

- Subestación Panamá (120 MVAR)
 - ✓ 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 KV.
- Subestación Panamá II (120 MVAR).
 - ✓ 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 KV.
- Subestación Panamá II (120 MVAR).
 - ✓ 120 MVAR (4x30 MVAR) en el patio de 230 KV.
- Subestación Llano Sánchez (90 MVAR).
 - ✓ 90 MVAR (3x30 MVAR) en el patio de 230 KV.

Los reactores se encuentran distribuidos de la siguiente forma:

- Subestación Llano Sánchez (80 MVAR).
 - ✓ 60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR).
 - ✓ 20 MVAR en el patio de 34.5 KV.
- Subestación Veladero.
 - ✓ 60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR).
- Subestación Mata de Nance.
 - ✓ 40 MVAR en el patio de 34.5 KV (2x20 MVAR).

La base de datos de ETESA se encuentra organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión.

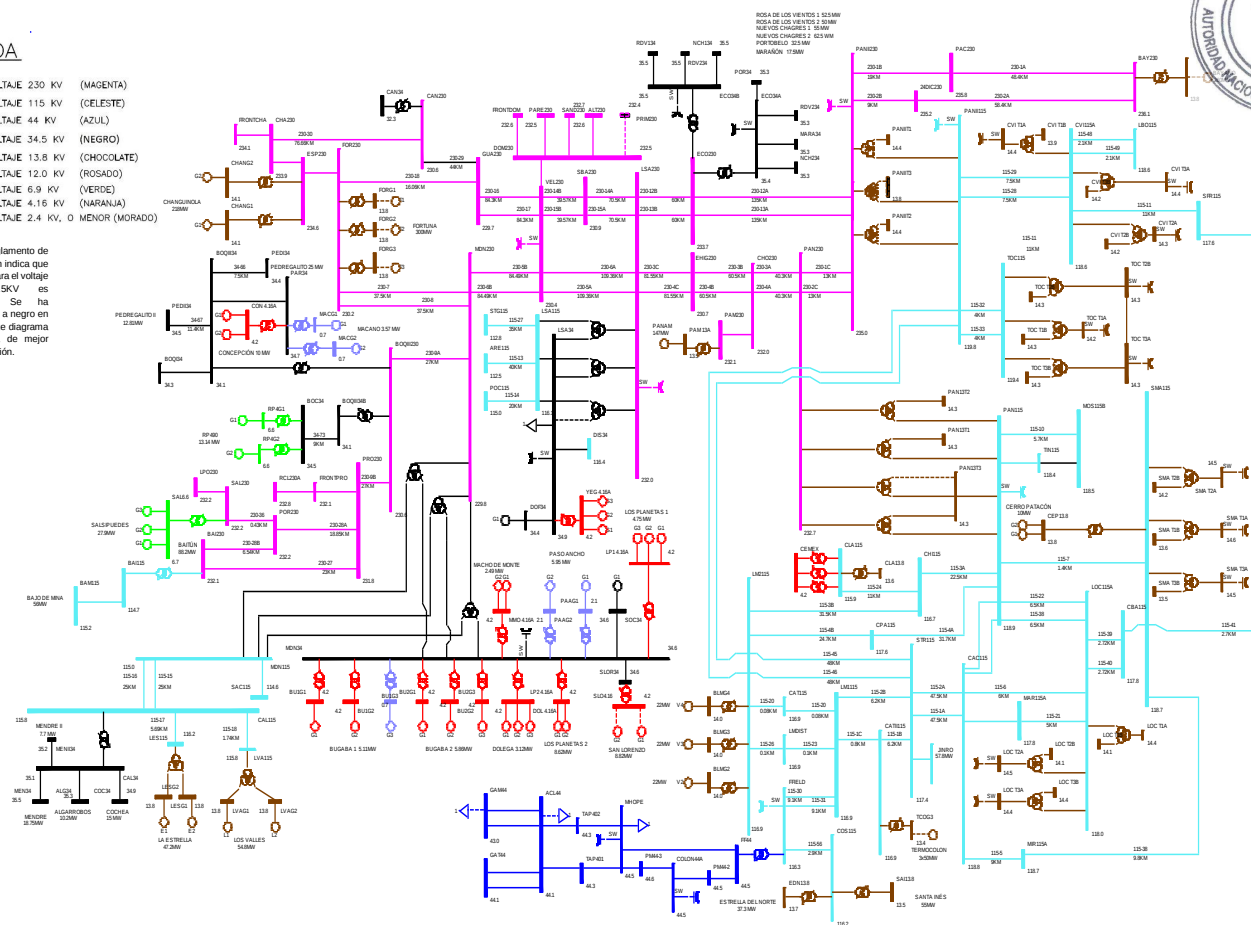
A continuación, un diagrama unifilar simplificado del sistema actual.



LEYENDA

- | | | |
|---|-------------------|----------------|
|  | VOLTAJE 230 KV | (MAGENTA) |
|  | VOLTAJE 115 KV | (CELESTE) |
|  | VOLTAJE 44 KV | (AZUL) |
|  | VOLTAJE 34.5 KV | (NEGRO) |
| | VOLTAJE 13.8 KV | (CHOCOLATE) |
|  | VOLTAJE 12.0 KV | (ROSADO) |
|  | VOLTAJE 6.9 KV | (VERDE) |
|  | VOLTAJE 4.16 KV | (NARANJA) |
|  | VOLTAJE 2.4 KV, 0 | Menor (MORADO) |

En el Reglamento de Operación indica que el color para el voltaje de 34.5KV es amarillo. Se ha cambiado a negro en el presente diagrama por tema de mejor visualización.





ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

por bajo voltaje, dos esquemas ante pérdida de generación (PanAm, BLM).

Actualmente el Sistema Interconectado Nacional ante una emergencia tiene operando 5 esquemas de desconexión de carga, ante la pérdida del T3 de la S/E Panamá, esquema por baja frecuencia,

En las Tablas 3.3 a 3.7 a continuación se presentan los valores actualmente utilizados en los esquemas de control de emergencias:

Tabla 3.3, Esquema EDCxT3



ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PÉRDIDA DEL TRANSFORMADOR T3 DE S/E PANAMA

Fecha de entrada en vigencia:							
ESCALÓN	APORTE EXIGIDO (MW)	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)
1	20.00	San Francisco	2-05	393.0	9.39	8.93	34.87
		San Francisco	2-06	412.0	9.86	9.34	
		San Francisco	2-20	361.0	4.29	3.88	
		San Francisco	2-17	171.0	4.09	3.88	
		San Francisco	2-18	126.0	3.02	2.77	
		San Francisco	2-10	269.0	6.44	6.07	
2	40.00	Centro Bancario	CEB-08	441.0	10.53	9.51	64.54
		Centro Bancario	CEB-09	417.0	9.96	9.42	
		Centro Bancario	CEB-10	292.0	6.99	6.57	
		Centro Bancario	CEB-11	374.0	8.94	8.26	
		Centro Bancario	CEB-12	0.0	0.00	0.00	
		Centro Bancario	CEB-13	0.0	0.00	0.00	
		Centro Bancario	CEB-14	391.0	9.35	8.77	
		Centro Bancario	CEB-15	281.0	6.71	6.38	
		Centro Bancario	CEB-16	256.0	6.13	5.28	
		Centro Bancario	CEB-17	395.0	9.44	8.64	
		Centro Bancario	CEB-18	0.0	0.00	0.00	
		Centro Bancario	CEB-19	74.0	1.76	1.71	
		Centro Bancario	CEB-20	0.0	0.00	0.00	
3	50.00	Locería	4-28	301.0	7.19	6.85	62.45
		Locería	4-29	356.0	8.51	7.84	
		Locería	4-30	243.0	5.81	5.46	
		San Francisco	2-15	324.0	7.75	7.42	
		San Francisco	2-14	452.0	10.79	10.10	
		San Francisco	2-11	353.0	8.45	8.08	
		San Francisco	2-22	283.0	6.76	6.41	
		San Francisco	2-21	82.0	1.97	1.89	
		San Francisco	2-08	382.0	9.13	8.40	
4	50.00	Locería	4-31	145.0	3.47	3.28	54.77
		Locería	4-87	355.0	8.5	8.0	
		Locería	4-34	290.0	6.9	6.5	
		Locería	4-35	364.0	8.71	8.10	
		Locería	4-89	141.0	3.38	3.20	
		Locería	4-90	394.0	9.41	9.07	
		Locería	4-32	129.0	3.08	2.89	
		Locería	4-33	345.0	8.25	7.34	
5	50.00	Locería	4-81	275.0	6.59	6.40	52.46
		Marañóm	6-53	238.0	5.70	5.40	
		Marañóm	6-54	339.0	8.11	7.73	
		Marañóm	6-52	401.0	9.58	9.00	
		Locería	4-84	285.0	6.80	6.41	
		Locería	4-85	104.0	2.48	2.36	
		Locería	4-80	246.0	5.88	5.53	
		Locería	4-83	206.0	4.92	4.53	
		Locería	4-82	405.0	9.68	9.04	
TOTAL							269.09

NA



Tabla 3.4, Esquema EDC x Baja Frecuencia



ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

Fecha de entrada en vigencia: 29 de agosto de 2013

ESCALÓN	FRECUENCIA (HZ)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)	PORCENTAJE (%)	
1	59.30	EDEMET	El Torno	16-14	288.0	6.89	6.73	51.88	3.00%	
		EDEMET	El Torno	16-11	465.0	11.12	10.74			
		EDEMET	Marañon	6-47	216.0	5.16	4.94			
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-05	95.0	2.28	2.23			
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-07	252.0	6.02	5.66			
		ENSA	Chilibre	7-87	0.0	4.52	4.16			
		ENSA	Santa Maria	5-97	0.0	6.09	5.79			
		ENSA	Cerro Viento	8-69	0.0	4.33	4.07			
2	59.10	ENSA	Tinajitas	TIN-4	0.0	7.96	7.56	49.22	3.00%	
		EDEMET	San Francisco	2-16	151.0	3.60	3.45			
		EDEMET	Loceria	4-83	206.0	4.92	4.53			
		EDEMET	Marañón	6-54	339.0	8.11	7.73			
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-03	493.0	11.78	11.01			
		EDEMET	Coronado	15-17	114.0	2.73	2.57			
		ENSA	Tinajitas	TIN-8	0.0	6.18	5.81			
		ENSA	Tinajitas	TIN-7	0.0	6.51	6.12			
	58.90	Apertura de la línea 230-25								
		Apertura de la línea 230-21								
		Apertura de la línea 230-10								
3	58.75	EDEMET	Loceria	4-81	275.0	6.59	6.40	50.43	3.00%	
		EDEMET	Loceria	4-32	129.0	3.08	2.89			
		EDEMET	Loceria	4-35	364.0	8.71	8.10			
		EDEMET	Loceria	4-88	148.0	3.54	3.28			
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-02	165.0	3.94	3.80			
		EDEMET	Juan Demóstenes	JDA01	243.0	5.81	5.74			
		ENSA	Calzada Larga	CL-130	0.0	8.18	7.69			
		ENSA	Monte Oscuro	3-109	0.0	6.46	6.14			
4	58.65	ENSA	Santa Maria	5-95	0.0	6.79	6.39	167.79	10.00%	
		EDEMET	Loceria	4-25	450.0	10.75	9.73			
		EDEMET	Loceria	4-31	145.0	3.47	3.28			
		EDEMET	Loceria	4-87	355.0	8.49	7.97			
		EDEMET	Loceria	4-28	301.0	7.18	6.85			
		EDEMET	Loceria	4-84	285.0	6.80	6.41			
		EDEMET	Loceria	4-85	104.0	2.48	2.36			
		EDEMET	Loceria	4-90	394.0	9.41	9.07			
		EDEMET	Loceria	4-30	243.0	5.81	5.46			
		EDEMET	Marañon	6-48	360.0	8.62	7.93			
		EDEMET	Marañón	6-63	273.0	6.51	5.91			
		EDEMET	San Francisco	2-23	395.0	9.44	8.77			
		EDEMET	San Francisco	2-01	486.0	11.61	11.30			
		EDEMET	San Francisco	2-04	450.0	10.76	9.81			
		EDEMET	Coronado	15-24	130.0	3.10	2.88			
		EDEMET	San Francisco	2-17	180.0	4.29	3.88			
		ENSA	Chilibre	7-60	0.0	3.88	3.61			
		ENSA	Bahía Las Minas	10-2	0.0	7.06	6.57			
		ENSA	Cerro Viento	8-67	0.0	5.11	4.91			
		ENSA	24 Diciembre	DIC-5	0.0	6.96	6.61			
		ENSA	Santa María	5-96	0.0	9.26	8.80			
		ENSA	24 Diciembre	DIC-4	0.0	7.96	7.56			
		ENSA	Tinajitas	TIN-2	0.0	9.15	8.69			
		ENSA	Tocumen	TOC-8	0.0	7.47	7.10			
		ENSA	Cerro Viento	8-75	0.0	6.79	6.45			
ENSA	Santa Maria	5-94	0.0	6.19	5.88					
5	58.40	EDEMET	Marañón	6-53	238.0	5.70	5.40	50.01	3.00%	
		EDEMET	Arraiján	19-2	357.0	8.52	8.44			
		EDEMET	El Torno	16-13	421.0	10.05	9.63			
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	154.0	3.67	3.42			
		EDEMET	Coronado	15-25	134.0	3.20	3.09			
		ENSA	Chilibre	7-56	0.0	5.39	5.06			
		ENSA	Calzada Larga	CL-131	0.0	1.40	1.33			
		ENSA	Santa Maria	5-45	0.0	7.25	6.81			
		ENSA	Santa María	5-38	0.0	7.12	6.83			
				TOTAL				369.33	22.00%	

NA



Tabla 3.5, Esquema EDC x Baja Voltaje

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJO VOLTAJE									
Fecha de entrada en vigencia: 13 de diciembre de 2004									
ETAPA	VOLTAJE (KV) (Ref. 115 KV)	TIEMPO DE DESCONEXIÓN CICLOS	APORTE REQUERIDO (MW)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR	CARGA MVA
1	105	30	35	EDEMET	MARAÑÓN	6-51	8.33	3.02	8.86
						6-52	9.00	1.74	9.17
						6-55	3.51	2.60	4.37
						6-62	7.05	1.66	7.24
						6-60	9.34	3.42	9.95
						TOTAL	37.23	12.44	39.58
2	105	54	20	ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-61	2.82	0.58	2.88
						8-62	5.58	2.13	5.97
						8-63	5.96	0.00	5.96
						8-64	4.16	0.13	4.16
						8-65	4.74	1.37	4.93
						TOTAL	23.25	4.22	23.90
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	8.08	1.98	8.32
						2-15	7.42	2.35	7.78
						2-08	8.40	1.45	8.52
						2-22	6.41	2.63	6.93
						TOTAL	30.31	8.41	31.56

Tabla 3.6, Esquema EDCxBLMcarbon

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERACIÓN - BLM CARBON					
Fecha de entrada en vigencia: 30 de noviembre de 2013					
AGENTE	SUBESTACIÓN	APORTE REQUERIDO (MW)	CIRCUITO	CARGA MVA	CARGA MW
EDEMET	Locería	45	4-28	6.41	6.18
	Locería		4-29	9.33	8.57
	Locería		4-30	7.91	7.39
	San Francisco		2-15	7.03	6.67
	San Francisco		2-14	1.58	1.51
	San Francisco		2-11	5.71	5.43
	San Francisco		2-22	9.26	8.88
	San Francisco		2-21	1.46	1.46
	San Francisco		2-08	6.02	5.7
TOTAL				54.71	51.79

Tabla 3.7, Esquema EDCxPANAM

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERACIÓN PAN-AM					
Fecha de entrada en vigencia:					
AGENTE	SUBESTACIÓN	APORTE REQUERIDO (MW)	CIRCUITO	CARGA MVA	CARGA MW
ENSA	Monte Oscuro	70	3-101	9.78	9.3
	Monte Oscuro		3-102	6.49	6.1
	Monte Oscuro		3-103	8.13	7.73
	Monte Oscuro		3-104	0.69	0.67
	Monte Oscuro		3-105	4.28	4.06
	Monte Oscuro		3-106	5.4	5.07
	Monte Oscuro		3-107	5.36	4.99
	Monte Oscuro		3-108	5.99	5.76
	Monte Oscuro		3-110	7.04	6.68
	Monte Oscuro		3-111	6.79	6.45
	Tinajitas		TIN-5	7.67	7.29
	Tinajitas		TIN-6	6.92	6.58
	TOTAL				74.55

NA



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPITULO 4 CRITERIOS TÉCNICOS

El Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con diferentes normas establecidas tanto en el Reglamento de Transmisión, como en el Reglamento de Operación. En el Título VI: Normas de Diseño del Sistema de Transmisión del “Reglamento de Transmisión” se tiene lo siguiente:

Público de Transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

CRITERIOS DE CALIDAD

En condiciones de estado estable de operación, los prestadores del Servicio

Tabla 4.1, Rangos de Variacion de Voltaje Estado N

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	Periodo 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de Diciembre de 2004	Periodo 5 A partir del 1 de mayo 2005
115 kV	± 5.0 %	± 5.0 %
230 kV	± 3.0 %	± 5.0 %

Además en cumplimiento con el articulo MOM.1.40 Criterio de Cargabilidad Normal en líneas. Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.

Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el servicio de transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

CRITERIOS DE SEGURIDAD

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema

Tabla 4.2, Rangos de Variacion de Voltaje Estado N-1

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	Periodo 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de Diciembre de 2004	Periodo 5 A partir del 1 de mayo 2005
115 kV	± 7.0 %	± 7.0 %
230 kV	± 5.0 %	± 7.0 %

NA



Se entiende por contingencia simple a aquella falla que afecte un solo elemento del Sistema Principal de Transmisión.

Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, los que prestan el Servicio de Transmisión, deberán asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión que los niveles de tensión no superarán el 20% de la tensión nominal, ni serán inferiores al 85% de la misma. Estos niveles no podrán tener una duración mayor que un minuto contado a partir de la contingencia.

Mientras que el criterio establecido para las líneas está en el MOM.1.41 Criterio de Cargabilidad en emergencia en líneas. En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.

CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente, para los efectos del estudio, se considerará que los demás

elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo VII.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO, del REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, entre las que se tiene la del Control de Potencia Reactiva, que establece que:

Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 KV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

Tabla 4.3, Factor de Potencia de las Cargas

HORARIO	Vigencia de la Norma		
	Periodo 2 A partir del 1 de enero del 2003 hasta el 30 de abril de 2005	Periodo 3 A partir del 1 de mayo del 2005 hasta el 31 de dic. de 2006	Periodo 4 A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de 10:00 pm a 5:00 am	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.98 (-)
Resto del Día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00 (-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00 (-)

Nota: 0.XX (-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).
0. YY (+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

NA



Las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

- a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.
- b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.
- c) Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo a la normativa vigente.
- d) El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo a la metodología descrita en el presente Reglamento.

Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para establecer estos criterios técnicos se ha tomado como referencia lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

Estabilidad

El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; con despeje de la falla por operación normal

en interruptores de 230 KV en 66 mseg (4 ciclos), y en interruptores de 115 KV en 150 mseg (9 ciclos) de la protección principal.

- 1. Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms.
- 2. Después de la contingencia sencilla, en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión deben estar en el rango de 0.93 a 1.07 p.u.
- 3. Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.
- 4. No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58.0 Hz ni mayores a 62 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58.0 Hz se debe a que las máquinas térmicas del SIN están configuradas en este valor.
- 5. En caso de contingencia en una de las líneas, se permite la sobrecarga en las demás líneas del sistema hasta 15 minutos para permitir re-despacho que alivie estas sobrecargas.
- 6. Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.
- 7. La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente hasta un máximo de 30 segundos de ocurrida la contingencia. El objetivo es evitar sobrecargas sostenidas que puedan sacar de operación las unidades de generación.



CRITERIOS DE DESPACHOS

Para la elaboración de los escenarios de estudio en el horizonte a considerar se adoptarán los siguientes criterios de despacho de generación.

Lo máximo a lo que se puede despachar cualquier unidad de generación es al 95% de su capacidad instalada. El 5% restante se considerará reserva rodante y es una condición para todas las centrales de generación del SIN independientemente del periodo estacional.

En caso de despacharse plantas de carbón durante el periodo de demanda máxima, no se deberá sacar de línea para los periodos de demanda media ni demanda mínima. Lo anterior se debe a las restricciones de encendido de la caldera y el tiempo que demora en entrar a operar. Tampoco se podrá disminuir la generación.

Tomar en cuenta la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación en Bayano y Fortuna. En horas de demanda mínima tratar de no despachar a los embalses. Se hace para que estos puedan recuperar algo de su nivel para generar cuando la demanda lo requiera.

Para realizar el despacho de las centrales de gas con ciclo combinado se tomarán en cuenta los siguientes criterios para el modelamiento de las plantas en PSS E.

Ciclo Combinado Gas o Diésel (3+1): la configuración utilizada del ciclo combinado (3+1, 2+1 o 1+1) debe permanecer igual en los tres casos de demandas para una misma época. En caso de que se requiera la configuración 2+1 o 1+1, las otras unidades se pueden despachar como unidades libres, respetando los límites de Reserva

Rodante. Si en un caso de demanda mínima se requiere solo la configuración 1+1, en demanda media y máxima se debe utilizar la misma configuración, pudiendo así, utilizar las otras dos unidades restantes como unidades libres dentro del despacho, si se requieren. Se toma la misma consideración para la configuración 2+1.

Ciclo Combinado Gas o Diésel (2+1): la configuración utilizada del ciclo combinado (2+1 o 1+1) debe permanecer igual en los tres casos de demandas para una misma época. En caso de que se requiera la configuración 1+1, la otra unidad se puede despachar como unidad libre, respetando los límites de Reserva Rodante. Si en un caso de demanda mínima se requiere solo la configuración 1+1, en demanda media y máxima se debe utilizar esta configuración, pudiendo así, utilizar las otras dos unidades restantes como unidad libre dentro del despacho, si se requiere.

La unidad G3 del ciclo combinado de Termo-Colón es una unidad de vapor, la cual depende de los gases de las turbinas de gas G1 y G2. Si las unidades de gas no se encuentran a plena capacidad, no es posible despachar a plena capacidad la unidad de vapor 3. Tampoco es posible despachar de manera independiente (sola) a la unidad de vapor 3, sin que se encuentre en línea alguna de las turbinas de gas del ciclo combinado.

La unidad G9 del ciclo combinado de Bahía las Minas, una unidad de vapor, la cual se utilizará con el vapor producido en la caldera del BLM Carbón junto con las turbinas de vapor G2, G3 y G4. A partir del verano del 2019 la unidad G9 de Bahía las Minas, pasará a ser parte del Ciclo Combinado del Gas. Por lo que su

NA



despacho está asociado con las unidades G10 y G11.

La generación mínima de la central de carbón de Punta Rincón deberá ser igual a la demanda de Minera Panamá. Esta podrá generar hasta el 95% de su capacidad instalada siempre y cuando el sistema lo requiera y respetando el orden de mérito. Si las unidades de Punta Rincón se encuentran despachadas en horas de demanda máxima, éstos no deberán sacarse en horas de demanda media ni demanda mínima ni variar su generación.

La planta térmica de Biogás de Cerro Patacón deberá estar despachada siempre al 95%, sin importar el periodo estival.

En los años donde se cuente con los SVC en las Subestaciones Panamá 2, Llano Sánchez y Panamá 3, los mismos deben estar despachados cerca del mínimo en estado estable.

Periodo Seco

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán tener su generación disminuida muy cerca de la capacidad mínima de generación y las plantas que cuenten con pequeños embalses podrán despacharse al 75% como máximo.
- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 70% de su capacidad instalada como máximo, para todos los periodos de demanda.
- En demanda máxima, la generación de Changuinola no deberá ser superior en ningún momento al 75% de su capacidad

instalada y a un mínimo de 70MW de ser necesaria, ya que se considera como una central hidroeléctrica de pasada. La Mini-Chan deberá operar siempre al 95% de su capacidad instalada. En periodo de demanda mínima, se deberá sacar al menos una unidad generadora, con el objetivo que se recupere nivel en el embalse.

- En demanda mínima si es necesario, se podrá sacar de línea las centrales de pasada Estí (Gualaca, Lorena y Prudencia), Bajo de Mina, Baitún, y algunas otras que cuenten con un pequeño embalse de regulación, para que se recupere su nivel y solo operar un generador en las centrales de pasada.
- La generación solar debe ser despachada al 70% de la capacidad instalada en demanda máxima, 50% en demanda media y 0% en demanda mínima

Periodo Lluvioso

Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán despacharse al 95% de su capacidad instalada. Con ello se modela la estacionalidad.

- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 25% de su capacidad instalada como máximo. Con ello se toma en cuenta la disminución del aporte eólico para el periodo lluvioso y la salida de algunas unidades por mantenimiento, este despacho debe ser considerado en todos los periodos de demanda.
- En horas de demanda mínima se podrá despachar los embalses, siempre y cuando no se viole la

NA



restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación. Si el sistema lo permite, se podrá sacar de línea unidades para que puedan recuperar el nivel de embalse.

- La Central Hidroeléctrica Changuinola, se considerará como una central de filo de agua. Sin embargo, en periodo lluvioso, la generación de Changuinola no deberá disminuir del 75% de su capacidad instalada. La mini-Chan se despachará siempre al 95% de su capacidad instalada.
- La generación solar debe ser despachada al 30% de la capacidad instalada en demanda máxima, 10% en demanda media y 0% en demanda mínima.

NA



CAPITULO 5 METODOLOGÍA

METODOLOGÍA DE ESTUDIO

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta “Power System Simulator Extended” (PSS/E™) de SIEMENS PTI, y consisten en estudios de flujo de potencia, corto circuito y estabilidad dinámica, para la propuesta de expansión recomendada por ETESA. Cabe mencionar que, al desarrollar el Plan de Expansión, no se ha considerado la Interconexión con Colombia ya que se ha pospuesto la fecha de entrada en operación de este proyecto. En los próximos planes de expansión se actualizará esta información, cuando se definan las fechas del mismo.

El estudio eléctrico tiene como principal objetivo verificar el impacto que produciría la incorporación de nuevos elementos en el sistema de transporte. Se evalúan las condiciones de funcionamiento del sistema, previstas en el reglamento de transmisión y operación, que definen los atributos de desempeño técnico de las obras analizadas, la cual abarcan el cálculo de flujos de carga y cortocircuito en condiciones críticas, la verificación de caídas de voltaje y de posibles saturaciones de transporte. La evaluación incluye la realización de los estudios eléctricos de flujo de potencia, cortocircuito y análisis de estabilidad de dinámica.

Estudios de flujo de potencia: Son destinados a verificar el cumplimiento de las restricciones técnicas de operación de estado estacionario del sistema, cuando se incorporen las nuevas instalaciones bajo análisis. Es decir, se verifica la existencia o no de sobrecargas en equipamientos, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos. Se

verifica el correcto funcionamiento del sistema para distintos escenarios dentro del horizonte de estudio, y la operación de estado estacionario del sistema, bajo condiciones de operación normal y de contingencia simple y múltiple.

Estudios de cortocircuito: Se realizan estudios de falla monofásica y trifásica en los puntos de la red aledaños a la nueva subestación a conectarse. Se verifica que no se superen los niveles de cortocircuito que pueden ser admitidos por las instalaciones y equipos pertenecientes a las estaciones afectadas por las obras, analizando la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.

Análisis de Estabilidad Dinámica: se busca revisar el comportamiento dinámico del sistema ante una perturbación provocada por la pérdida de cualquier elemento del Sistema Interconectado Nacional con la finalidad de comprobar que el sistema se equilibra luego de ocurrido la falla, en los tiempos y rangos establecidos.

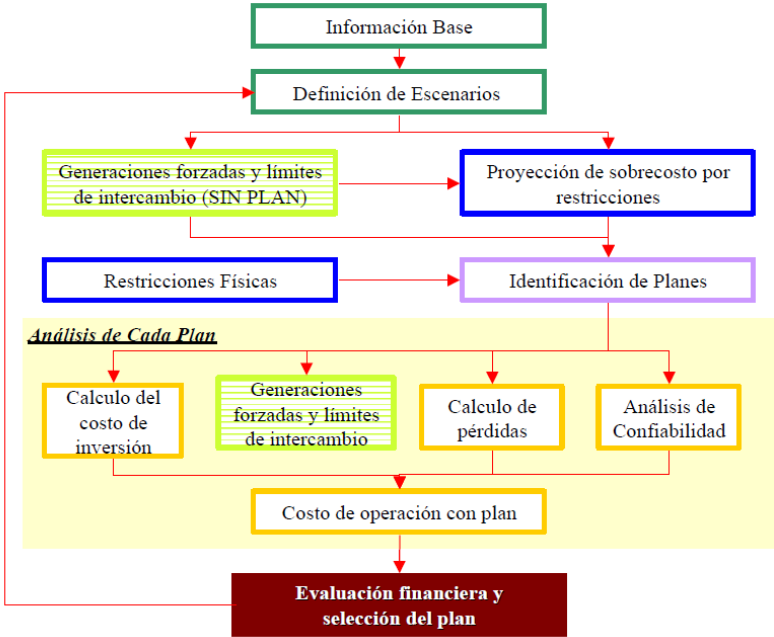
DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

En la Figura 5-1 se muestra el flujograma de la metodología específica con la cual se determina el plan de expansión de transmisión.

NA



Figura 5-1 Flujograma del Análisis de Largo Plazo



DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para iniciar con el análisis de expansión de transmisión es necesario determinar cuál será la composición demanda/generación del sistema al cual se le va a establecer el plan de transmisión óptimo. Esta composición que se denomina “escenario” es el resultado de estudios macroeconómicos, que sirven de insumo para el análisis de la transmisión. Adicionalmente a la demanda, los planes indicativos de generación también determinarán escenarios a los cuales se les harán los análisis eléctricos, energéticos y de confiabilidad con el objeto de determinar el plan de óptimo de transmisión en cada caso.

Al definir escenarios se pretende estimar cómo será el crecimiento esperado del sistema para que al final del análisis se logre encontrar un plan de expansión robusto, que permita un óptimo

desempeño del sistema frente a los posibles cambios que puedan darse debido a cambios en las condiciones económicas.

Como se sabe, ante un alto crecimiento de la demanda las necesidades de generación se incrementan, lo cual implica mayores inversiones en transmisión.

El poder definir escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que ha de encontrarse. Entre mejor sustentados sean los escenarios mejor será la calidad en la solución del Plan de Expansión de Transmisión, evitando sobre costos de inversión innecesarios. ETESA ha definido 3 escenarios a ser considerados en el estudio, los cuales incluyen los planes indicativos de generación elaborados en el Plan de Expansión de Generación 2016.



CAPITULO 6

COMPOSICIÓN DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

PLANTEL DE GENERACIÓN

Con base al escenario de referencia mostrado en el PIGEN 2016, se presentan los proyectos de generación considerados para el periodo de corto plazo y largo plazo.

GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE
CORTO PLAZO

En el análisis de corto plazo, para el escenario de generación del caso base, se tomaron en cuenta los proyectos de los cuales se tiene algún grado de certeza de su entrada en operación en el periodo 2016-2019. En este periodo se tienen varios proyectos hidroeléctricos que se encuentran en construcción o que ya están prontos a iniciar. En el Plan Indicativo de Generación 2016, se presentan los proyectos de generación considerados en este periodo.

Se observa una diversificación en el tipo de tecnología a desarrollarse en los próximos años en la matriz energética nacional y una capacidad instalada importante a ingresar.

Debemos recordar que los proyectos considerados, así como sus posibles fechas de ingreso en operación son producto de la coordinación conjunta de la Secretaría Nacional de Energía¹ (SNE), la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE
LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2020 – 2026, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional (Carbón, Bunker, Gas Natural y Diésel). Igualmente, estos se presentan en el Plan Indicativo de Generación 2016.

¹ Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

2016, Secretaría Nacional de Energía (SNE).

NA



Tabla 6.1, Plan de Generación 2016-2026

Año	Mes	Proyecto	Capacidad Instalada	Punto de Conexión
2016	6	Bajo de Totumas	5	S/E Boqueron III 34.5 kV
	6	Los Planetas 2	8.62	S/E Mata del Nance 34.5 Kv
	6	Don Felix	9	EDEMET 34-30A LLS
	6	Solar Fotovoltaica 01	10	EDEMET 34-35B Parita
	7	Cerro Patacón	10	S/E Santa María 115 kV
	8	Solar Fotovoltaica 02	10	EDEMET 34-40 Poci
	9	San Andres	10	S/E Dominical 230 kV
	9	Solar Fotovoltaica 03	10	EDEMET 34-39 La Arena
	12	Farallon Solar	8	EDEMET 34-7B Farallon
	12	BLM 8	(33.50)	
	12	J. Brown G5	(32.00)	
	12	J. Brown G6	(32.00)	
2017	1	Cerro Azul MT XQC1600	39.21	ENSA S/E 24 Diciembre
	1	Cerro Azul MT PM1360	5.44	ENSA S/E 24 Diciembre
	1	Energyst El Sánchez	44.33	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	2	Solar Fotovoltaica 04	10	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	3	Eólico 1	52.5	El Coco 230 KV
	3	Eólico 2	15	El Coco 230 KV
	6	Solar Fotovoltaica 07	10	EDECHI 34-42 Progreso
	7	Pando	33.3	S/E Dominical
	7	Barro Blanco	26.59	S/E Bella Vista
	7	Barro Blanco Minicentral	1.889	S/E Bella Vista
	7	Solar Fotovoltaica 08	10	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	7	Solar Fotovoltaica 09	20	S/E Progreso 34.5 KV
	8	Solar Fotovoltaica 10	6	EDECHI 34-41 Progreso
	9	Punta Rincón	**297.5	S/E Llano Sánchez 230 KV
	10	La Cuchilla	8.2	S/E Boqueron III 34.5 kV
2018	1	Chuspa	8.8	S/E Boqueron III 34.5 kV
	1	Solar Fotovoltaica 11	20	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	1	Solar Fotovoltaica 12	3	S/E Bugaba 34.5 KV
	1	Solar Fotovoltaica 13	10	S/E Geehan
	2	Solar Fotovoltaica 14	10	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	2	Solar Fotovoltaica 15	10	EDEMET 34-40 Poci
	2	Solar Fotovoltaica 16	10	EDEMET 34-40 Poci
	2	Solar Fotovoltaica 17	10	EDEMET 34-36 Poci
	2	Solar Fotovoltaica 18	10	EDEMET 34-36 Poci
	2	Solar Fotovoltaica 19	10	EDEMET 34-36 Poci
	3	Solar Fotovoltaica 20	10	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	3	Solar Fotovoltaica 21	10	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	3	Solar Fotovoltaica 22	10	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	3	Solar Fotovoltaica 23	10	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	3	Solar Fotovoltaica 24	10	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	5	Costa Norte I	381	S/E Panamá II 230 kV

NA



Continuación

2019	1	Bahía las Minas (New CC GNL)	168	S/E Las Minas 1 115 kV
	1	Solar Fotovoltaica 25	10	EDEMET 34-30C Santiago
	1	Solar Fotovoltaica 26	10	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	1	Solar Fotovoltaica 27	10	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	2	Solar Fotovoltaica 28	5	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	3	Solar Fotovoltaica 29	10	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	3	Eólico 3	102	S/E Antón 230 KV
	6	Solar Fotovoltaica 30	20	S/E El Higo
	12	El Sindigo	10	S/E Caldera 34.5kV
2020	12	Tizingal	4.5	S/E Boqueron III 34.5 kV
	1	Burica	65.3	S/E Progreso 230 KV
	1	La Huaca	11.62	S/E Llano Sanchez 34.5
	1	Colorado	6.74	S/E El Alto 230 kV
	2	LP0215 (Gas de Martano)	413	S/E Sabanitas 230 kV
	6	El Recodo	10	S/E Mata del Nance
	7	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	S/E Chiriqui Grande 230 kV
	7	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.7	S/E Chiriqui Grande 230 kV
2021	1	San Bartolo	19.44	S/E San Bartolo
	1	San Bartolo Minicentral	0.99	S/E San Bartolo
	1	Río Piedra	9	ENSA S/E Maria Chiquita
	1	Solar Fotovoltaica 34	20	S/E Guasquitas 34.5 KV
2022	1	Eólico 4	75	S/E El Coco 34.5 KV
2023	2	Ojo de Agua	6.45	S/E Llano Sanchez
2024	1	Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	350	S/E Chiriqui Grande
2026	1	CC GNL	400	S/E Sabanitas 230 kV

I Retiro de Unidades.

** La planta Punta Rincón: Corresponde al excedente que inyectará al SIN la planta propiedad de Minera Panamá.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2016

NA



ORDEN DE MÉRITO

Para efectos de simular la estacionalidad, la generación se hará respetando siempre el siguiente Orden de Mérito.

Tabla 6.2, Orden de Mérito

Orden de Mérito Actualizado 2016											
No.	2016	2017		2018		2019		2020-2024		2025-2026	
	Lluvioso	Seco	Lluvioso	Seco	Lluvioso	Seco	Lluvioso	Seco	Lluvioso	Seco	Lluvioso
1	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada	Hidro Pasada
2	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas
3	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares
4	Fortuna	BLMCCARBON	Fortuna	P.RINCON	Fortuna	P.RINCON	Fortuna	P.RINCON	Fortuna	P.RINCON	Fortuna
5	BLMCCARBON	MIRG10	P.RINCON	BLMCCARBON	P.RINCON	BLMCCARBON	P.RINCON	BLMCCARBON	Chan II	BLMCCARBON	Chan II
6	MIRG10	MIRG9	BLMCCARBON	MIRG10	BLMCCARBON	BLMGAS	BLMCCARBON	BLMGAS	P.RINCON	TGN	P.RINCON
7	MIRG9	AmpPanAm	MIRG10	MIRG9	Costa Norte	Costa Norte	BLMGAS	Costa Norte	BLMCCARBON	BLMGAS	BLMCCARBON
8	AmpPanAm	PanAm	MIRG9	AmpPanAm	MIRG10	MIRG10	Costa Norte	Martano	BLMGAS	Costa Norte	TGN
9	PanAm	Pacora	AmpPanAm	PanAm	MIRG9	MIRG9	MIRG10	Costa Norte	Martano	BLMGAS	BLMGAS
10	Pacora	Jinro	PanAm	Pacora	AmpPanAm	AmpPanAm	MIRG9	MIRG9	Martano	MIRG10	Costa Norte
11	Jinro	EST.MAR	Pacora	Jinro	PanAm	PanAm	AmpPanAm	AmpPanAm	MIRG10	MIRG9	Martano
12	EST.MAR	Kanam	Jinro	EST.MAR	Pacora	Pacora	PanAm	PanAm	MIRG9	AmpPanAm	MIRG10
13	Kanam	A.C.P.2	EST.MAR	Kanam	Jinro	Jinro	Pacora	Pacora	AmpPanAm	PanAm	MIRG9
14	A.C.P.2	A.C.P.3	Kanam	A.C.P.2	EST.MAR	EST.MAR	Jinro	Jinro	PanAm	Pacora	AmpPanAm
15	A.C.P.3	MIRG6	A.C.P.2	A.C.P.3	Kanam	Kanam	EST.MAR	EST.MAR	Pacora	Jinro	PanAm
16	MIRG6	Cativa	A.C.P.3	MIRG6	A.C.P.2	A.C.P.2	Kanam	Kanam	Jinro	EST.MAR	Pacora
17	Cativa	ElGiral2	MIRG6	Cativa	A.C.P.3	A.C.P.3	A.C.P.2	A.C.P.2	EST.MAR	Kanam	Jinro
18	Bayano	ElGiral	Cativa	ElGiral2	MIRG6	MIRG6	A.C.P.3	A.C.P.3	Kanam	A.C.P.2	EST.MAR
19	ElGiral2	TCOCiclo	Bayano	ElGiral	Cativa	Cativa	MIRG6	MIRG6	A.C.P.2	A.C.P.3	Kanam
20	ElGiral	Fortuna	ElGiral2	Fortuna	Bayano	ElGiral2	Cativa	Cativa	A.C.P.3	MIRG6	A.C.P.2
21	TCOCiclo	Bayano	ElGiral	TCOCiclo	ElGiral2	ElGiral	Bayano	ElGiral2	MIRG6	Cativa	A.C.P.3
22	TCO 1	TCO 1	TCOCiclo	Bayano	ElGiral	Fortuna	ElGiral2	ElGiral	Cativa	ElGiral2	MIRG6
23	TCO 2	TCO 2	TCO 1	TCO 1	TCOCiclo	TCOCiclo	ElGiral	Fortuna	Bayano	ElGiral	Cativa
24	TCO 2	TCO 2	TCO 2	TCO 2	TCO 1	Bayano	TCOCiclo	Chan II	ElGiral2	Fortuna	Bayano
25	MIRG5	Cerro Azul	TCO 2	TCO 2	TCO 2	TCO 1	TCO 1	TCOCiclo	ElGiral	Chan II	ElGiral2
26	MIRG2	El Sánchez	Cerro Azul	Cerro Azul	TCO 2	TCO 2	TCO 2	Bayano	TCOCiclo	TCOCiclo	ElGiral
27	MIRG1	MIRG5	El Sánchez	El Sánchez	Cerro Azul	TCO 2	TCO 2	TCO 1	TCO 1	Bayano	TCOCiclo
28		MIRG2	MIRG5	MIRG5	El Sánchez	Cerro Azul	Cerro Azul	TCO 2	TCO 2	TCO 1	TCO 1
29		MIRG1	MIRG2	MIRG2	MIRG2	El Sánchez	El Sánchez	TCO 2	TCO 2	TCO 2	TCO 2
30			MIRG1	MIRG1	MIRG1	MIRG5	MIRG5	Cerro Azul	Cerro Azul	TCO 2	TCO 2
31						MIRG2	MIRG2	El Sánchez	El Sánchez	Cerro Azul	Cerro Azul
32						MIRG1	MIRG1	MIRG5	MIRG5	El Sánchez	El Sánchez
33								MIRG2	MIRG2	MIRG5	MIRG5
34								MIRG1	MIRG1	MIRG2	MIRG2
35										MIRG1	MIRG1

MP



RED DE TRANSMISIÓN

Para el presente estudio se toma en cuenta el estado actual de la red de transmisión y el plantel de generación instalado, para los años venideros del periodo de corto plazo se incorporan al

sistema los proyectos de transmisión que fueron recomendados y aprobados en los Planes de Expansión que anteceden al presente, actualizando en alguno de los proyectos las fechas de entrada en operación.

Tabla 6.3, Proyectos de Transmisión Corto Plazo

No.	PROYECTO	PESIN 2015	PESIN 2016
1	AUMENTO DE CAPACIDAD LT BLM- PAN 115 KV	31/7/16	31/5/16
2	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	31/10/16	31/10/16
3	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV		
	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II 230 y CHAG-CAC 115)	31/7/16	31/12/16
	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	31/7/16	31/12/16
	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	31/7/16	31/12/16
4	ADICION TRANSFORMADOR T5 S/E PANAMA 350 MVA	30/6/16	31/12/16
5	TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV		
	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA DOBLE CTO.	30/9/16	30/9/16 - 31/3/17
	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	30/9/16	30/9/16
	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	30/9/16	30/9/16
	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	30/9/16	31/3/17
	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	30/9/16	31/3/17
6	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV (SVC)	30/4/17	30/4/17
7	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV (SVC)	30/4/17	30/4/17
8	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR	31/3/18	31/7/18
9	SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR	31/3/18	31/7/18
10	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	31/3/18	31/3/18
11	NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	31/1/18	31/4/18
	L/T MATA DE NANCE - BOQ - PRO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	31/1/18	31/4/18
	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	31/1/18	31/4/18
	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV		31/4/18
12	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	28/2/18	30/8/18
13	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	28/2/18	30/8/18
14	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV	28/2/18	30/8/18
15	ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	28/2/18	30/9/18
16	ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	28/2/18	30/9/18
17	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV		
	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV 1 CTO.	28/2/19	31/10/18
	ADICION EN PANAMA Y CACERES 115 KV	28/2/19	31/10/18
18	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV	31/3/18	28/2/19
19	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 230/115/34.5 KV	31/10/18	31/7/19
20	LINEA A DARIEN 230 KV		
	LINEA PANAMA II - CHEPO 230 KV DOBLE CTO COND. 714 ACCC	28/2/19	30/9/19
	LINEA CHEPO - METETI 230 KV CIRCUITO SENCILLO COND. 714 ACCC	28/2/19	30/9/19
	NUEVA S/E CHEPO 230 KV	28/2/19	30/9/19
	NUEVA S/E METETI 230 KV	28/2/19	30/9/19

NA



No.	PLAN DE REPOSICION DE CORTO PLAZO	PESIN 2015	PESIN 2016
1	AMPLIACION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	31/7/16	30/6/16
2	REEMPLAZO TRANSFORMADOR TT2 CHORRERA	31/7/16	31/1/17
3	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 LLANO SANCHEZ	31/12/16	31/7/17
4	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 CHORRERA	31/1/18	31/7/17
5	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	31/1/18	31/7/18
6	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	31/1/18	31/7/18
7	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 LLANO SANCHEZ	31/10/18	31/10/18
8	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T1 CHORRERA	31/10/18	31/7/19
9	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/1/19	31/7/19

RED DE DISTRIBUCIÓN

En cumplimiento al Artículo 64 del Reglamento de Transmisión, punto d. iii) en donde se expone que la empresa de transmisión, deberá coordinar con las empresas distribuidoras los proyectos de alta tensión (líneas y subestaciones) y

media tensión (líneas) en los puntos de interconexión de frontera con el Sistema Principal de Transmisión o Sistema de Conexión de Transmisión. ETESA ha consultado con los agentes distribuidores sobre las obras en alta y media tensión a considerarse dentro del presente Plan de la Transmisión.

Tabla 6.4, Proyectos de Distribución

Descripción		Fecha
ENSA		
1	Expansión S/E 24 de Diciembre	Invierno 2016
2	Repotenciación de las líneas 115-28 y 115-29	Invierno 2016
3	Expansión S/E Costa del Este	Verano 2017
4	Expansión I S/E Santa María	Verano 2018
5	Expansión S/E Tocumen	Verano 2018
6	Expansión S/E Cerro Viento	Verano 2018
7	Integración de Darién al SIN	Invierno 2019
8	Expansión S/E Llano Bonito	Invierno 2019
9	Nueva S/E Gonzalillo	Verano 2021
10	Nueva S/E Cativa	Verano 2022
11	Nueva S/E Brisas del Golf	Verano 2022
GAS NATURAL FENOSA		
1	Nuevo Transformador de S/E Santiago	Invierno 2016
2	Nuevo Transformador de S/E El Higo	Invierno 2016
3	Nueva S/E Burunga	Invierno 2016
4	Conexión de 34.5 kV en S/E El Coco	Invierno 2016
5	Nueva S/E San Cristobal	Invierno 2016
6	Nueva Línea Mata de Nance - San Cristobal, 115 kV	Invierno 2016
7	Conexión de 34.5 kV en S/E Boquerón III	Invierno 2016
8	Nueva Línea Llano Sánchez - La Arena, 115 kV	Verano de 2017
9	Nueva S/E La Floresta	Verano de 2017
10	Nueva S/E Bella Vista (Distrito de Panamá)	Invierno 2017
11	Conexión al SIN de RMT de EDECHI en S/E Veladero	Verano de 2018
12	Nueva Línea Llano Sánchez - Pocrí, 115 kV	Verano 2020



PROYECTOS ADICIONALES

Línea Progreso – Burica – Portón – Dominical

La empresa HidroBurica, S.A. propone realizar un anillo entre S/E Veladero – S/E Mata del Nance – S/E Boquerón III – S/E Progreso por medio de una línea entre S/E Progreso - S/E Portón - S/E Dominical, donde en el futuro se planea conectar la Central Hidroeléctrica Burica entre Progreso y Portón. Este proyecto será desarrollado por el agente, para luego ser adquirido por ETESA.

Este anillo dará mayor confiabilidad al transporte de la generación hidroeléctrica proveniente de la zona occidental del país, que se consume en el centro de carga. Adicional a esto refuerza la seguridad de los intercambios que se realizan con Centroamérica por medio de las conexiones con Costa Rica.

Segundo Circuito Pan-Am – Chorrera

Debido a la expansión de la Central Termoeléctrica PAN-AM Generating Limited, se requiere un circuito igual adicional, paralelo al existente, para preservar la seguridad y calidad del sistema en caso de contingencia de la misma.

Por medio de la Resolución AN No. 9554-Elec del 15 de enero de 2016, se ordena “a la empresa PAN-AM GENERATING LIMITED, a que en un plazo no mayor de veinticuatro (24) meses, a partir de la notificación de la presente Resolución construya y ponga en operación un segundo circuito de conexión desde la

central Pan-Am hasta la subestación eléctrica Chorrera”

El sistema cuenta ya con un Esquema de Desconexión de Carga por Pérdida de Generación asociada a la Central PAN-AM (EDCxPG Pan-Am). Aumentar la generación proveniente de esta central, requiere que se deba realizar las adecuaciones de coordinación necesarias al EDCxPG Pan-Am hasta tanto se cumpla lo dispuesto en la Resolución de la ASEP.

DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos, entregado a la ASEP en marzo de 2016.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2015. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores², con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

² Notas: ENSA: nota DI-ADM-018-2016 del 15 de enero de 2016; Gas Natural Fenosa: nota CM-053-

16 (EDEMET y EDECHI) del 22 de enero de 2016.



Tabla 6.5, Demanda por Barra

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2016-2026 (MW)												
PRONÓSTICO MODERADO		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TOTAL GENERACIÓN		1,705.58	1,803.60	2,137.88	2,267.09	2,391.96	2,507.43	2,643.86	2,778.50	2,926.97	3,084.79	3,242.92
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN		66.28	111.41	124.05	142.47	65.04	68.43	61.08	62.73	53.79	56.69	59.60
% DE PÉRDIDAS		3.89%	6.18%	5.80%	6.28%	2.72%	2.73%	2.31%	2.26%	1.84%	1.84%	1.84%
CARGA (MW)		1,639.30	1,692.19	2,013.83	2,124.62	2,326.92	2,439.00	2,582.78	2,715.77	2,873.18	3,028.10	3,183.32
ENSA	COD.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tocumen(Incluye Vipasa)	TOC	64.58	71.27	85.82	90.85	98.75	102.98	106.00	111.59	117.33	123.08	127.89
Cerro Viento	CVI	82.39	75.88	87.92	90.44	96.67	99.17	98.26	100.95	104.28	106.88	109.12
Santa María	SMA	82.07	83.94	99.49	103.63	111.72	116.05	121.37	125.65	130.54	134.70	138.45
Monte Oscuro	MOS	86.20	57.04	66.28	68.36	73.27	75.36	78.04	80.38	83.23	85.73	87.94
Tinajitas	TIN	63.79	66.30	79.68	81.34	91.07	77.83	82.12	84.97	88.38	91.42	94.17
Geehan	PAC	19.74	20.35	24.93	15.98	17.14	17.64	18.28	18.84	19.53	20.13	20.66
Chilibre(Incluye el IDAAN)	CHI115	37.87	37.87	43.72	44.80	47.72	48.78	50.21	51.41	52.92	54.20	55.29
Calzada Larga	CLA13.8	6.69	6.85	8.02	8.40	9.06	5.52	5.74	6.02	6.25	6.55	6.73
France Field	FF13.8	65.67	68.48	81.57	85.79	94.95	99.00	89.03	92.95	100.60	109.88	120.23
Bahía Las Minas	L.M.13B	17.87	18.65	22.71	23.93	26.04	27.11	28.26	29.19	30.30	31.29	32.17
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	34.66	36.17	44.03	46.40	50.51	52.57	54.80	56.61	58.77	60.68	62.39
Nueva S/E Llano Bonito	LBO13	34.26	27.40	33.74	36.54	41.36	44.26	47.57	51.04	54.51	58.01	62.93
Nueva S/E 24 de Diciembre	24DIC13	31.28	31.75	37.05	38.42	41.43	42.94	44.90	46.82	49.26	51.82	54.61
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A		43.63	54.44	58.94	65.75	67.22	69.09	70.63	72.61	74.25	75.62
Nueva S/E Chepo	MET34				9.94	10.67	10.98	11.38	11.73	12.16	12.53	12.86
Nueva S/E Gonzalillo	GON13						20.02	23.04	26.89	29.69	33.80	38.52
Nueva S/E Brisas del Golf	BDG13							11.08	11.92	13.05	14.42	17.32
Nueva S/E Cativá	CAT513							16.37	17.04	17.91	18.73	19.34
TOTAL ENSA		627.05	645.60	769.39	803.76	876.12	907.42	955.53	994.60	1041.31	1088.08	1136.25
EDEMET	COD.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	123.55	127.81	152.49	161.34	177.77	187.59	199.34	210.86	224.67	238.00	251.21
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	10.30	10.66	12.73	13.48	14.83	15.66	16.65	17.63	18.78	19.90	21.01
El Higo	EHIG34	35.78	37.00	44.11	46.62	51.44	54.24	57.61	60.91	64.91	68.74	72.54
Chorrera	CHO34	111.98	115.58	137.61	145.26	159.15	167.48	177.37	187.06	198.59	209.74	220.73
San Francisco	SFR	108.69	105.59	126.04	133.45	146.70	154.87	164.56	174.10	185.38	196.35	207.23
Locería	LOC	121.32	112.06	133.71	141.49	155.46	164.03	174.20	184.20	196.04	207.54	218.94
Marafón	MAR	97.99	88.49	105.57	111.69	122.68	129.41	137.40	145.25	154.55	163.59	172.53
Centro Bancario	CBA	99.59	96.40	115.07	121.83	133.93	141.38	150.22	158.92	169.21	179.22	189.14
El Coco	ECO34	20.29	21.11	25.44	27.24	29.48	31.42	33.56	35.74	37.98	40.39	42.77
Nueva S/E Burunga	BUR34	42.24	44.05	53.03	56.67	62.96	67.12	72.06	76.96	82.65	88.30	93.96
Nueva S/E Bella Vista	BV113		29.37	35.35	37.78	41.97	44.75	48.04	51.31	55.10	58.87	62.64
Nueva S/E La Floresta	LAF13		10.69	12.82	13.65	15.09	16.05	17.17	18.26	19.51	20.80	22.04
TOTAL EDEMET		771.73	798.81	953.96	1010.51	1111.45	1173.98	1248.19	1321.21	1407.38	1491.43	1574.74
EDEMET (SERVICIO B)	COD.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Miraflores	MIR44	27.16	28.21	33.82	36.01	39.80	42.33	45.28	48.17	51.48	54.86	58.15
Balboa	BAL44	18.42	18.92	22.38	23.41	25.43	26.41	27.63	28.85	30.48	31.81	33.22
Summit	SUM44	1.22	1.26	1.51	1.61	1.78	1.90	2.03	2.16	2.30	2.46	2.60
Gamboa	GAM2	1.12	1.16	1.39	1.48	1.64	1.74	1.86	1.98	2.12	2.26	2.39
Howard	HOW12	14.18	14.72	17.65	18.80	20.77	22.09	23.63	25.14	26.87	28.63	30.35
TOTAL SERVICIO B		62.09	64.27	76.76	81.31	89.43	94.46	100.43	106.31	113.24	120.00	126.71
EDECHI	COD.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Caldera 115 KV	CAL115	0.15	0.16	0.19	0.20	0.23	0.24	0.25	0.27	0.29	0.30	0.32
Progreso 34.5 KV	PRO34	14.24	14.26	17.12	18.37	20.29	21.62	23.16	24.69	26.49	28.25	30.03
Progreso 115 KV	PRO115	1.06	1.09	1.31	1.39	1.53	1.62	1.72	1.83	1.95	2.06	2.18
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	23.51	24.91	21.10	22.84	24.93	26.60	28.42	30.26	32.43	34.50	36.62
Nueva S/E San Cristobal	SAC34	17.50	18.22	21.89	23.37	25.94	27.60	29.59	31.55	33.86	36.13	38.40
Cañazas (PTP)	CAN34	27.62	28.95	34.77	37.29	41.20	43.90	47.03	50.14	53.80	57.37	60.97
Isla Colon - Changuinola	CHA34	21.19	21.66	26.02	27.91	30.86	32.89	35.26	37.60	40.36	43.04	45.77
Boqueron III	BOQ34	22.41	23.35	28.04	30.08	33.23	35.40	37.93	40.44	43.39	46.27	49.17
Veladero	VEL34			4.39	4.71	5.20	5.54	5.93	6.33	6.79	7.24	7.69
TOTAL EDECHI		127.68	132.61	154.84	166.16	183.39	195.42	209.32	223.10	239.34	255.16	271.16
GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA NO COINCIDENTE EN MW)												
Grandes Clientes	COD.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Cemex	CEMEX	25.67	25.74	29.79	33.33	35.26	35.80	36.61	37.24	38.09	38.75	39.27
Argos	CPA115	8.85	8.82	10.15	10.04	10.64	10.99	11.29	11.53	11.55	12.02	12.25
Super 99 (total)	S99	5.55	5.51	6.32	6.44	6.80	6.91	7.06	7.20	7.35	7.47	7.57
Contraloría	SFR	1.25	1.24	1.43	1.45	1.54	1.56	1.59	1.62	1.66	1.69	1.71
Hotel Bijao	EHIG34	0.84	0.83	0.95	0.97	1.03	1.04	1.07	1.09	1.11	1.13	1.15
Gold Mills	LOC	1.00	1.00	1.14	1.16	1.23	1.25	1.28	1.30	1.33	1.35	1.37
AVIPAC	SMA	0.21	0.21	0.24	0.24	0.26	0.26	0.27	0.27	0.28	0.28	0.29
Cemento Interocéánico	CHO34	1.07	1.06	1.22	1.24	1.31	1.33	1.36	1.38	1.41	1.44	1.46
Embajada USA	CLA13.8	1.22	1.21	1.39	1.41	1.49	1.51	1.55	1.58	1.61	1.64	1.66
CSS	MAR	3.59	3.74	4.50	4.81	5.09	5.16	5.28	5.37	5.49	5.59	5.66
Vareal CIA	CVI	0.29	0.32	0.37	0.37	0.39	0.38	0.41	0.42	0.43	0.43	0.42
Vareal FAB	LSA115	1.22	1.21	1.39	1.41	1.49	1.51	1.55	1.58	1.61	1.64	1.66
Minera Panama - Auto Generador	PET34			202.00	202.00	202.00	202.00	202.00	202.00	202.00	202.00	202.00
TOTAL Grandes Clientes		50.75	50.89	58.88	62.88	66.53	67.72	69.32	70.56	71.91	73.43	74.47

NA



CAPITULO 7 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

PERIODO SECO 2017

Tercera Línea Veladero – Llano
Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV

En la actualidad existen cuatro circuitos desde occidente a centro de carga, y se observa que, para un escenario de máxima demanda en periodo lluvioso, los circuitos existentes por seguridad solo pueden transmitir 842 MW, ya que la salida de una de las líneas entre Llano Sánchez y Panamá o Panamá II, en cualquiera de los tramos generaría una sobrecarga en los tres circuitos restantes.

El primer tramo, Veladero - Llano Sánchez, tiene fecha de ingreso el segundo semestre de 2016, mientras que los tramos restantes se completan el primer semestre del 2017. El ingreso de los tramos se considera necesarios debido al constante y continuo incremento de generación, principalmente hidroeléctrica, en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro), de acuerdo a lo determinado en el Plan Indicativo de Generación 2016. Algunas de las características de la nueva generación que se incorpora en el área occidente, es que en su gran mayoría se incluyen proyectos renovables solares e hidroeléctricos de pasadas, sin capacidad de embalsar el recurso primario, por lo tanto, se tendría que despachar toda la generación disponible.

Las líneas de transmisión actuales que provienen del occidente del país, tienen capacidad térmica en total de 1,044 MW, por lo tanto, es necesario aumentar la capacidad de transmisión de las mismas. Para ello en las alternativas de expansión evaluadas en los Planes de Expansión

previos, se determinó que la mejor opción es la construcción de una nueva línea 230 KV de doble circuito con capacidad de transmisión de 500 MVA por circuito y prevista a operar en 230 kV. Este proyecto comprende la construcción de las siguientes líneas de doble circuito de 230 KV: a) Veladero – Llano Sánchez, de 110 km, b) Llano Sánchez – Chorrera, de 142 km. y c) Chorrera – Panamá, de 40 km, para un total aproximado de 292 km.

Línea Santa Rita – Panamá II 115 KV

La línea tiene fecha de entrada en operación, diciembre de 2016. Este proyecto está asociado a la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión desde el área de Colón hacia centro de carga, ya que se espera que en la época seca la generación proveniente de hidroeléctricas presente una disminución considerable, aumentando así la generación de las centrales termoeléctricas en el área de Colón.

Esta ampliación, en principio, es complementaria al incremento de capacidad de la línea Bahía las Minas a Panamá 115 kV, ya que de presentarse la indisponibilidad de alguna de las líneas que constituyen el corredor desde Colón a Panamá bajo una libranza o contingencia, no se presenten sobrecargas en las demás líneas que completan el corredor Colón- Panamá.

Adición e Instalación de
Transformador T5 S/E Panamá

En la actualidad la S/E Panamá, cuenta con tres transformadores, y ante la indisponibilidad del T3 (350 MVA) se genera la sobre carga de los dos restantes

NA



T1 y T2 (cada uno de 175 MVA). Cabe destacar que para mitigar los efectos en el Sistema Principal de Transmisión ante la pérdida del T3 existe en la actualidad un esquema de desligue de carga asociado a esta contingencia, además el aumento de carga del área metropolitana hace necesaria la adición de un cuarto transformador de iguales características al T3 existente, 230/115 KV, 210/280/350 MVA en la S/E Panamá, con el principal propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá.

El ingreso está previsto a final de diciembre 2016, más coincidente operativamente con fechas que corresponde al primer semestre del 2017.

Adición e Instalación de Transformador T3 S/E Panamá II

En la actualidad la S/E Panamá II tiene dos transformadores de 175 MVA y una transferencia que supera los 200 MW en total a través de ellos. Particularmente, para un escenario de máxima demanda la indisponibilidad de alguno de ellos genera una carga muy cercana al límite de emergencia. Al igual que en la S/E Panamá, el aumento en la demanda aumenta la posibilidad de presentarse sobre carga en los transformadores de no tener la capacidad pertinente para cubrir la pérdida de cualquier transformador de esta subestación.

PERIODO LLUVIOSO 2017

Banco de capacitores S/E Panamá II 230 kV

El aumento en los límites de transmisión desde el occidente del país provoca la disminución de los niveles de voltaje en las subestaciones del centro de carga (Panamá y Panamá II). Para contrarrestar este comportamiento en el

sistema, es necesario la instalación de compensación para cumplir con los criterios de calidad establecidos en el Reglamento de Operación. En caso de no contar con esos niveles de compensación, la salida intempestiva de la generación de la zona oriental, como por ejemplo Bahía las Minas, da como resultado tensiones post-falla por fuera de las bandas admitidas y en algunos casos puede llevar al colapso de tensión.

Banco de capacitores S/E Chorrera 230 kV

Al igual que en el caso anterior, la compensación es necesaria para cumplir con el desempeño del sistema en escenarios de periodo de lluvioso y gran transferencia desde el occidente, por lo que es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área central de la red de transmisión ante condiciones de indisponibilidad de generación. En general, en estos escenarios se despacha la suficiente generación forzada para el soporte de tensión. En caso de no contar con esos niveles de compensación la salida intempestiva de la generación de la zona oriental, como por ejemplo Bahía las Minas, da como resultado tensiones post-falla por fuera de las bandas admitidas y en algunos casos puede llevar al colapso de tensión.

PERIODO SECO 2018

Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV Doble Circuito

En la actualidad existe una línea Mata de Nance – Boquerón III – Progreso de circuito sencillo y solo tiene capacidad para 193 MVA en todo el corredor. Por otro lado, es conocido el incremento que de generación hidroeléctrica y solar en el área cercana a las Subestaciones Progreso y Boquerón III, y otros proyectos



que se construyen en el área, tales como Burica.

Esta situación hace necesario ampliar esta capacidad para poder transmitir la totalidad de estas nuevas centrales. Para ello, se pretende utilizar la servidumbre existente y se realizará el reemplazo total de la actual línea por una nueva línea de doble circuito en 230 KV. Uno de los circuitos será de Mata de Nance - Boquerón III – Progreso y el segundo circuito será circuito Mata de Nance – Progreso. La nueva línea tendrá capacidad mínima en cada circuito una potencia de 770 MVA en condiciones de operación normal.

Aumento de Capacidad de la Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero

En la actualidad existen dos circuitos entre las S/E Guasquitas y Veladero, cada uno con 275 MVA. Si bien en el 2016 no se observan inconvenientes para cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, en el 2017, escenario de máxima en periodo lluvioso, aparecen violaciones sobre este criterio. Se observa una transferencia de 432 MW en el tramo Guasquitas – Veladero, que la indisponibilidad que genera una sobrecarga del 15% en la línea restante, e inclusive en las líneas que vinculan las S/E Mata de Nance con Veladero.

Para el año 2019, se tiene contemplado aumentar la capacidad de la línea de doble circuito Mata de Nance - Veladero, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea Guasquitas – Veladero. Los estudios iniciales realizados han demostrado aumentar la capacidad de la línea Guasquitas – Veladero a por lo menos 400 MVA por circuito en condiciones de operación normal.

PERIODO LLUVIOSO 2018

SVC Panamá II

Para el año 2018, está previsto que se hayan incorporado gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos al sistema. Para ello, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área de la ciudad de Panamá, Subestaciones Panamá II, para así cumplir con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como en caso de eventuales contingencia, como pérdida de generación en la zona oriental de Panamá. Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC con capacidad de +120/-30 MVar en la barra de 230 KV de la S/E Panamá II, para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas.

SVC Llano Sánchez II

Al igual que en el caso anterior, y con el sentido de completar el soporte a mitad del corredor que vincula la generación del occidente con el oriente, se determinó necesaria la adición de un SVC, con capacidad de +120/-30 MVar para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas. Se ha determinado la Subestación Llano Sánchez 230 KV como el sitio ideal para instalar este SVC. Con este equipo se cumplirá con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad dinámica).

El principal objetivo es tener soporte de reactivo en la zona central de la red, ya



que para el año 2018 está previsto que se hayan incorporado gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos al sistema.

Banco de capacitores S/E Veladero 230 KV

La compensación es necesaria para cumplir con el desempeño del sistema principalmente en escenarios gran transferencia desde el occidente, por lo que es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el corredor de la red de transmisión ante condiciones de indisponibilidad de generación en el área metropolitana. En general, en estos escenarios se despacha la suficiente generación forzada para el soporte de tensión.

La compensación ingresará a la S/E con 90 MVAR, en 3 módulos de 30 MVAR.
1.2.4. Banco de capacitores S/E San Bartolo 230 KV

Al igual que en el caso anterior, la compensación es necesaria para cumplir con el desempeño del sistema, principalmente en escenarios de gran transferencia desde el Occidente, por lo que es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el corredor de la red de transmisión ante condiciones de indisponibilidad de generación. En general, en estos escenarios se despacha la suficiente generación forzada para el soporte de tensión.
La compensación ingresará a la S/E con 60 MVAR, en 2 módulos de 30 MVAR.

Banco de capacitores S/E Llano Sánchez 230 KV

La compensación es necesaria para cumplir con el desempeño del sistema principalmente en escenarios de gran transferencia desde el Occidente, por lo que es necesario reforzar el soporte de

potencia reactiva en el área central de la red de transmisión ante condiciones de indisponibilidad de generación. En general, en estos escenarios se despacha la suficiente generación forzada para el soporte de tensión.
La compensación ingresará a la S/E con 30 MVAR para totalizar 120 MVAR en el 2018.

Reactores en S/E Changuinola 230 KV

Dada las características del nuevo corredor, que incluye el ingreso de nuevas líneas, en escenarios de mínima demanda generan potencia reactiva, por lo que es necesario absorber potencia reactiva a través de banco de reactores. Se prevé un ingreso en la S/E de 40 MVAR, en 2x 20 MVAR.

Reactores en S/E Guasquitas 230 KV

Al igual que en el caso anterior, por las características del nuevo corredor, que incluye el ingreso de líneas, en escenarios de mínima demanda generan potencia reactiva, por lo que es necesario absorber potencia reactiva a través de banco de reactores. Se prevé un ingreso en la S/E de 40 MVAR, en 2x 20 MVAR.

PERIODO SECO 2019

Aumento de Capacidad Línea de 230 KV Mata de Nance – Veladero

En la actualidad existen dos circuitos entre las S/E Mata de Nance y Veladero, cada uno con 247 MVA. Si bien en el 2016 no se observan inconvenientes para cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, en el 2017, escenario de demanda máxima en periodo lluvioso, aparecen violaciones sobre este criterio. Se observan transferencias de superiores a los 400 MW en el tramo Mata de Nance – Veladero, que ante la indisponibilidad se generan una sobrecarga en la línea



restante, y el flujo de potencia vinculan la S/E Guasquitas con Veladero se acercan a su límite térmico permitido.

Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV

En la actualidad se tienen dos vínculos en 115 kV y para el año 2019, escenario de máxima demanda, periodo de lluvia, se tiene una transferencia hacia la S/E Cáceres de 176 MW. La salida de uno de los vínculos genera la sobrecarga del restante. En este sentido es necesario incrementar la capacidad a través de un nuevo vínculo subterráneo, dado los problemas de servidumbre (aproximadamente 1 km de longitud), con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1. La ejecución de este proyecto se deberá coordinar con ENSA, ya que se ha presentado en los planes del distribuidor un respaldo desde S/E Cáceres a Santa María.

La incorporación del vínculo está prevista para el primer semestre un nuevo vínculo en 115 kV de 142 MVA, y resuelve los problemas de sobrecarga ante la indisponibilidad de uno de sus vínculos.

Adición del transformador T2 S/E Changuinola 50 MVA

Actualmente, Changuinola tiene un solo transformador de 50 MVA para la generación y demanda existente, y se prevé incrementar la capacidad con un segundo transformador a 100 MVA.

Esta ampliación surge con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Changuinola, por ello es necesario la adición de un segundo transformador de iguales características a los dos existentes, 230/115/34.5 KV, 50/50/50 MVA en esta subestación.

PERIODO LLUVIOSO 2019

Línea a Darién: Panamá II – Chepo – Metetí 230 KV

En el marco de la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014”, la Secretaría Nacional de Energía, estableció que “Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo (no más de cuatro años), en especial para la provincia de Darién, a través de una línea de transmisión entre la Subestación Panamá 2 y Metetí de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma.”

En este sentido, ENSA informó que el centro de consumo que corresponde a la provincia de Darién es en la población de Metetí, por lo que esta nueva línea llegará hasta esa ubicación.

Adicionalmente, la futura subestación de Chepo tiene como finalidad brindar un punto de conexión para futuras centrales de generación en el sector Este de la ciudad de Panamá, a la vez que permitirá el tendido de un nuevo circuito de transmisión que aumente la capacidad de transmisión en sentido Este- Centro de Carga, remplazando parte de línea Panamá II – Bayano, hasta el área de Chepo, el cual estará próximo a cumplir su tiempo de vida útil. De manera adicional, se brindará un punto de conexión para el desarrollo de la red de distribución del sector Este y mejorará la confiabilidad de suministro de esta zona.

La ampliación responde a un plan estratégico de la Secretaría Nacional de Energía de Panamá, para alcanzar zonas eléctricamente aisladas.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A handwritten signature in blue ink, appearing to be the initials "NA" or similar, located in the bottom right corner of the page.



CAPITULO 8 PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos identificados en el corto plazo, 2016 – 2019, son los que ya fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2015), muchos de los cuales se encuentran en ejecución o próximos a iniciar.

1. Línea Santa Rita – Panamá II 115 KV

Debido al aumento de la capacidad instalada en el área de Colón con las Centrales Térmicas Cativá (87 MW), El Giral (50 MW) y Termo Colón (150 MW), Kanan (92 MW) y Estrella de Mar (72 MW), es necesario reforzar el sistema de transmisión procedente desde la provincia de Colón, partiendo desde la Subestación de Santa Rita hasta la Subestación Panamá II.

En la actualidad el doble circuito Santa Rita – Cáceres (115-1A y 115-2A) operando a 115 KV, cuenta con dos tipos de conductores: Conductor 1200 ACAR en el tramo de Santa Rita hasta el cruce con el Río Chagres y conductor 636 ACSR en el tramo desde el Río Chagres hasta Subestación Cáceres. Las estructuras para el tramo Santa Rita-Chagres son torres para operar a nivel de 230 KV y las estructuras del tramo del Río Chagres a Cáceres son torres para operar a nivel de 115 KV.

El proyecto consiste en lo siguiente: Construcción de un doble circuito con conductor 636 ACSR con estructuras para operar a nivel de 115 KV en el tramo de Santa Rita hasta el cruce con el Río Chagres, en donde se continuará con el tramo existente desde Río Chagres hasta Cáceres (el cual ya está diseñado para operar en 115), completando así el doble

circuito Santa Rita – Cáceres en conductor 636 ACSR y en 115 KV. Por otra parte, se construirá un doble circuito con conductor 1200 ACAR y torres para operar en 230 KV, desde el Río Chagres hasta la Subestación Panamá II. Este doble circuito se unirá al tramo ya existente Santa Rita-Río Chagres (el cual ya se encuentra diseñado para operar en 230 KV con estructuras y conductor 1200 ACAR), completando de esta forma el doble circuito Santa Rita – Panamá II. Como se puede observar, el circuito Santa Rita – Panamá II, está diseñado para operar en 230 KV, pero se iniciará operando a nivel de 115 KV.

LÍNEAS

Estado: en ejecución
Contrato: Línea: GG-021-2012 con la empresa Consorcio Energy Istmo.
Orden de Proceder: 26 de julio de 2012
Costo: B/. 15, 475, 820
Línea de 230 KV Santa Rita – Panamá II (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Panamá II) operada inicialmente en 115 KV.
Cantidad de circuitos: 2
Longitud: 27 Km.
Conductor: 1200 ACAR
Capacidad:
200 MVA (normal) 250 MVA (contingencia) operando a 115 KV
400 MVA (normal) 500 MVA (contingencia) operando a 230 KV.

Línea de 115 KV Santa Rita – Cáceres (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Santa Rita)
Cantidad de circuitos: 2
Longitud: 21 Km.
Conductor: 636 ACSR
Capacidad:

NA



150 MVA (normal) 175 MVA (contingencia)

SUBESTACIONES

Estado: en ejecución
Contrato: Línea: GG-018-2012 con Consorcio Argen Cobra S.A.
Orden de Proceder: 30 de julio de 2012
Costo: B/. 4,824,827
Ampliación de las Subestaciones Santa Rita 115 KV y Panamá II 115 KV:
Subestación Santa Rita: adición de dos naves de dos interruptores de 115 KV.
Panamá II 115 KV: adición de dos interruptores de 115 KV.
En estas subestaciones se requieren todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

COSTOS

Línea:
Inicio de construcción: julio de 2012
Inicio de Operación: diciembre de 2016

Tabla 8.1, Costos de línea 230KV

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV	
DOBLE CIRCUITO SANTA RITA - PANAMA II (DESDE CHAGRES)	
CONDUCTOR 1200 ACAR	
MATERIALES	\$ 4,652,930
FUNDACIONES	\$ 1,167,410
DERECHO DE VÍA	\$ 54,640
MONTAJE	\$ 1,228,950
CONTINGENCIA	\$ 710,390
INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 568,310
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 67,500
DISEÑO	\$ 213,120
INSPECCIÓN	\$ 213,120
INDEMNIZACION	\$ 405,000
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 426,240
TOTAL	\$ 9,707,610

Tabla 8.2, Costos de línea 115KV

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV	
DOBLE CIRCUITO SANTA RITA - PANAMA II (DESDE CHAGRES)	
CONDUCTOR 636 ACSR	
MATERIALES	\$ 2,852,070
FUNDACIONES	\$ 676,160
DERECHO DE VÍA	\$ 24,610
MONTAJE	\$ 601,560
CONTINGENCIA	\$ 415,440
INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 332,350
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 52,500
DISEÑO	\$ 124,630
INSPECCIÓN	\$ 124,630
INDEMNIZACION	\$ 315,000
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 249,260
TOTAL	\$ 5,768,210

TOTAL EN LINEA DE TRANSMISIÓN	\$ 15,475,820
-------------------------------	---------------

Subestaciones:
Inicio de Construcción: julio de 2012
Inicio de Operación: diciembre de 2016

Tabla 8.3, Costos Subestación STR

ADICIÓN S/E SANTA RITA 115KV	
SUMINISTRO	\$ 1,659,581
MONTAJE	\$ 164,587
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 510,825
CONTINGENCIA	\$ 116,750
DISEÑO	\$ 70,050
INGENIERIA	\$ 93,400
ADMINISTRACIÓN	\$ 93,400
INSPECCIÓN	\$ 70,050
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 140,100
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 4,436
TOTAL	\$ 2,923,178

Tabla 8.4, Costos Subestación Panamá

ADICIÓN S/E PANAMÁ 115KV	
SUMINISTRO	\$ 1,268,283
MONTAJE	\$ 107,136
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 143,590
CONTINGENCIA	\$ 75,950
DISEÑO	\$ 45,570
INGENIERIA	\$ 60,760
ADMINISTRACIÓN	\$ 60,760
INSPECCIÓN	\$ 45,570
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 91,141
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 2,886
TOTAL	\$ 1,901,646

El total general del proyecto, sumando líneas y adiciones a las Subestaciones Santa Rita y Panamá II es:

TOTAL DEL PROYECTO	\$ 20,300,645.38
--------------------	------------------

NA



2. Adición e Instalación de Transformador T5 S/E Panamá

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá, es necesaria la adición de un cuarto transformador de iguales características al T3 existente, 230/115 KV, 210/280/350 MVA en esta subestación.

Esto implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores para la conexión del transformador, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

El contrato para el T5 de la Subestación Panamá, fue dividido en dos partes, una el suministro del transformador y la segunda, la conexión del mismo. El suministro fue mediante el contrato GG-036-2011 con la empresa CELMEC y la Orden de Proceder fue el 15 de septiembre de 2011. El mismo ya se encuentra en Panamá.

La ampliación de la Subestación Panamá (equipos para la conexión del T4) fue el contrato GG-017-2012 con la empresa Consorcio Electroistmo, S.A. La Orden de Proceder se dio el 17 de septiembre de 2012.

Estado: en ejecución
Contrato:
GG-036-2011 con la empresa CELMEC para el suministro del autotransformador GG-017-2012 con la empresa Consorcio Electroistmo, S.A. para los equipos de conexión

Orden de Proceder:
15 de septiembre de 2011 para CELMEC
17 de septiembre de 2012 para Consorcio Electroistmo, S.A.

Inicio del Proyecto: septiembre de 2011
Inicio de Operación: diciembre de 2016

Tabla 8.5, Costos T5 S/E Panamá

INSTALACION TRANSFORMADOR T5 S/E PANAMÁ	
SUMINISTRO	\$ 7,341,650
MONTAJE	\$ 298,939
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 692,345
CONTINGENCIA	\$ 416,647
DISEÑO	\$ 249,988
INGENIERIA	\$ 333,317
ADMINISTRACIÓN	\$ 333,317
INSPECCIÓN	\$ 249,988
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 499,976
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 15,833
TOTAL	\$10,432,000

3. Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV Doble Circuito

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el área cercana a las Subestaciones Progreso y Boquerón III, con entrada en operación de las Centrales Hidroeléctricas Bajo de Mina y Baitún, además de los otros proyectos hidroeléctricos que se construyen en el área, tales como Burica y Bajo Frío, sumado a los proyectos hidroeléctricos de pequeña y mediana capacidad que se construyen en el área de Boquerón III, se adicionan aproximadamente 390 MW.

Tabla 8.6, Generación Agregada

Central de Generación	Capacidad (MW)
Bajo de Mina	56
Baitún	88
Bajo Frio	56
Burica	50
Proyectos hidro en Boquerón	140
TOTAL	390

Debido a que la línea existente Mata de Nance – Boquerón II - Progreso es de circuito sencillo y solo tiene capacidad para 193 MVA, es necesario ampliar esta capacidad para poder transmitir la totalidad de estas nuevas centrales. Para esto se realizará un trabajo de cambiar la

NA



línea existente por una nueva línea de doble circuito 230 KV, con conductor de alta temperatura 1026 Drake ACCC, utilizando la servidumbre de la línea existente. Uno de los circuitos será de Mata de Nance - Boquerón III – Progreso y el segundo circuito será circuito Mata de Nance – Progreso. También se cambiará la línea de S/E Progreso a la frontera por un circuito sencillo con las mismas características. Esta nueva línea tendrá capacidad mínima de 770 MVA por circuito en condiciones de operación normal y de 818 MVA por circuito en operación de emergencia o contingencia.

Estado: en ejecución
Inicio del Proyecto (orden de proceder): enero de 2016
Inicio de Operación: abril de 2018

Tabla 8.7, Costos de línea 230KV

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV	
MATA DE NANCE - BOQUERON III - PROGRESO	
PROGRESO - FRONTERA (MILES \$)	
MATERIALES	\$ 11,332.38
FUNDACIONES	\$ 2,842.39
DERECHO DE VÍA	\$ 133.74
MONTAJE	\$ 2,996.09
CONTINGENCIA	\$ 1,730.46
INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 1,384.37
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 159.25
DISEÑO	\$ 519.14
INSPECCIÓN	\$ 519.14
INDEMNIZACION	\$ 955.50
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 1,038.28
TOTAL	\$ 23,610.73

Tabla 8.8, Costos en Subestaciones

ADICIÓN S/E NATA DE NANCE Y PROGRESO	
SUMINISTRO	\$ 2,776,399
MONTAJE	\$ 916,212
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 555,280
CONTINGENCIA	\$ 212,395
DISEÑO	\$ 127,437
INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 339,831
INSPECCIÓN	\$ 127,437
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 254,873
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 8,071
TOTAL	\$ 5,317,935

El costo total de esta obra sería

TOTAL DEL PROYECTO	\$ 28,928,668
--------------------	---------------

4. Adición e Instalación de Transformador T3 S/E Panamá II

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá II, es necesario la adición de un tercer transformador de iguales características a los dos existentes, 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación.

Esto implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores para la conexión del transformador, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

Estado: en ejecución
Inicio del Proyecto: enero de 2014
Inicio de Operación: octubre de 2016

Tabla 8.9, Costos T3 S/E Panamá II

ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMÁ II	
SUMINISTRO	\$ 5,114,950
MONTAJE	\$ 1,687,934
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 1,022,990
CONTINGENCIA	\$ 391,294
DISEÑO	\$ 234,776
INGENIERIA	\$ 313,035
ADMINISTRACIÓN	\$ 313,035
INSPECCIÓN	\$ 234,776
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 469,552
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 14,869
TOTAL	\$ 9,797,212

5. Tercera Línea Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el Occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2014 – 2016, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se tendría un incremento de proyectos hidroeléctricos y solares de 489.77 MW, que sumado a los 1,172 MW existentes

NA



daría un total de 1,661.77 MW de generación solar e hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

Tabla 8.10, Incremento Hidro

Año	Incremento de Capacidad Hidro (MW) en el Occidente del País
2013	1,172 (existentes)
2014	169.47
2015	142.62
2016	177.68
Total	1661.77

Debido a que las líneas de transmisión actuales que provienen del Occidente del país solo tienen capacidad para un total de 1,044 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión de las mismas.

Para esto se está construyendo una nueva línea 230 KV de doble circuito con capacidad de transmisión de 500 MVA por circuito. Este proyecto comprende la construcción de las siguientes líneas de doble circuito de 230 KV: a) Veladero – Llano Sánchez, de 110 km, b) Llano

Sánchez – Chorrera, de 142 km. y Chorrera – Panamá, de 40 km, para un total aproximado de 292 km. Esta línea tendrá un conductor 1200 ACAR y se montarán los dos circuitos de la línea.

Para este proyecto además es necesario la ampliación de los patios de 230 KV de las Subestaciones Veladero (adición de dos naves de dos interruptores), Llano Sánchez (adición de dos naves de tres interruptores), Chorrera (adición de dos naves de tres interruptores) y Panamá (adición de dos interruptores), todas ellas con esquema de interruptor y medio. También se incluyen todos los equipos en las subestaciones para la correcta operación de la misma.

Estado del proyecto: en ejecución
Inicio de proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación:
Tramo Veladero Llano Sánchez: septiembre de 2016
Tramo Llano Sánchez – Chorrera - Panamá: marzo 2017

Tabla 8.11, Costos de 3era Línea

LINEA VEL-LSA-CHO-PAN 230KV	LINEAS 230KV	S/E VEL	S/E LSA	S/E CHO	S/E PAN	TOTAL
MATERIALES	\$ 60,096,258	\$ 5,602,707	\$ 7,298,713	\$ 7,565,925	\$ 3,427,572	\$ 83,991,174
FUNDACIONES	\$ 30,543,728	\$ 1,168,609	\$ 1,519,456	\$ 2,683,591	\$ 604,611	\$ 36,519,994
MONTAJE	\$ 46,767,389	\$ 1,873,712	\$ 1,410,501	\$ 1,069,482	\$ 781,686	\$ 51,902,770
TOTAL COSTO BASE	\$137,407,374	\$ 8,645,028	\$10,228,669	\$11,318,998	\$4,813,869	\$172,413,938
INGENIERIA	\$ 21,228,800	\$ 337,085	\$ 397,563	\$ 439,942	\$ 187,104	\$ 22,590,493
ADMINISTRACIÓN	\$ 21,228,800	\$ 2,343,177	\$ 2,763,570	\$ 3,058,154	\$ 1,300,606	\$ 30,694,308
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 491,130	\$ 30,995	\$ 36,555	\$ 40,452	\$ 17,203	\$ 616,335
INDEMNIZACION	\$ 7,490,000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 7,490,000
TOTAL DE COSTO INDIRECTO	\$ 50,438,730	\$ 2,711,257	\$ 3,197,687	\$ 3,538,549	\$1,504,913	\$ 61,391,136
TOTAL	\$187,846,104	\$11,356,285	\$13,426,356	\$14,857,547	\$6,318,783	\$233,805,074
FINANCIAMIENTO	\$ 31,399,931	\$ 1,975,536	\$ 2,337,426	\$ 2,586,584	\$1,100,051	\$ 39,399,528
GRAN TOTAL	\$219,246,035	\$13,331,821	\$15,763,783	\$17,444,131	\$7,418,834	\$273,204,602

6. SVC Panamá II

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos a incorporarse al sistema en los próximos años (2015 – 2018) y la posible entrada

en operación del proyecto Changuinola II con 223 MW en el 2020, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área de la ciudad de Panamá, Subestaciones Panamá II, para así cumplir con los niveles de tensión

NA



establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad dinámica). Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC con capacidad de +120/-30 MVar en la barra de 230 KV de la S/E Panamá II, para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas.

Estado del proyecto: adjudicado
Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: julio de 2018

El costo estimado de este equipo es el siguiente:

Tabla 8.12, Costos de SVC Panamá II

SVC PANAMÁ II 230 KV	
SUMINISTRO	\$ 12,827,999
MONTAJE	\$ 2,664,999
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 1,529,999
CONTINGENCIA	\$ 851,150
DISEÑO	\$ 510,690
INGENIERIA	\$ 680,920
ADMINISTRACIÓN	\$ 680,920
INSPECCIÓN	\$ 851,150
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 1,021,380
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 32,344
ESTUDIO	
TOTAL	\$21,651,550

7. SVC Llano Sánchez

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos a incorporarse al sistema en los próximos años (2014 – 2017) y la posible entrada en operación del proyecto Changuinola II con 214 MW en el 2020, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área central de la red de transmisión. Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC, con capacidad de +120/-30 MVar para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad

del sistema ante fallas. Se ha determinado la Subestación Llano Sánchez 230 KV como el sitio ideal para instalar este SVC, ya que se encuentra en el troncal central del sistema y tiene la disponibilidad de espacio físico en la subestación para la instalación. Con este equipo se cumplirá con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad dinámica).

Estado del proyecto: adjudicado
Inicio del Proyecto: enero de 2013
Inicio de Operación: julio de 2018

El costo estimado de este equipo es el siguiente:

Tabla 8.12, Costos de SVC Llano Sánchez

SVC LLANO SANCHEZ 230 KV	
SUMINISTRO	\$ 13,173,999
MONTAJE	\$ 2,721,999
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 1,952,999
CONTINGENCIA	\$ 892,450
DISEÑO	\$ 535,470
INGENIERIA	\$ 713,960
ADMINISTRACIÓN	\$ 713,960
INSPECCIÓN	\$ 892,450
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 1,070,940
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 33,913
ESTUDIO	
TOTAL	\$22,702,139

8. Bancos de Capacitores

Con el objetivo de aportar la potencia reactiva necesaria por el sistema para cumplir con un despacho de generación cumpliendo con el Orden de Mérito de las unidades generadoras, es necesario la adición de bancos de capacitores en distintas subestaciones del sistema. En los análisis realizados se ha detectado la necesidad de los siguientes bancos de capacitores:

NA



S/E Chorrera 230 KV: 90 MVAR (3 x 30 MVAR), esta compensación forma parte de los SVC.
S/E Panamá II 230 KV: adición de 60 MVAR (2 x 30 MVAR), esta compensación forma parte de los SVC.
S/E Veladero 230 KV: 90 MVAR (3 x 30 MVAR)
S/E San Bartolo 230 KV: 60 MVAR (2 x 30 MVAR)
S/E Llano Sánchez 230 KV: adición de 30 MVAR

Inicio de Construcción: agosto de 2014
Inicio de Operación:
Capacitores de Chorrera y Panamá II: abril de 2017
Capacitores de Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez: agosto de 2018

Costo estimado; B/. 46,627,946

Tabla 8.12, Costos Capacitores

BANCOS DE CAPACITORES 230 KV	PANAMA II	CHORRERA	VELADERO
	60MVAR	90MVAR	90MVAR
SUMINISTRO	\$ 3,739,604	\$ 6,450,397	\$ 7,193,104
MONTAJE	\$ 919,943	\$ 1,586,798	\$ 1,769,503
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 699,306	\$ 1,206,224	\$ 1,345,110
CONTINGENCIA	\$ 535,885	\$ 924,342	\$ 309,772
DISEÑO	\$ 160,766	\$ 277,303	\$ 309,232
INGENIERIA	\$ 214,354	\$ 369,737	\$ 412,309
ADMINISTRACIÓN	\$ 214,354	\$ 369,737	\$ 412,309
INSPECCIÓN	\$ 267,943	\$ 462,171	\$ 515,386
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 85,742	\$ 147,895	\$ 164,923
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 10,182	\$ 17,562	\$ 19,585
TERRENOS	\$ -	\$ 120,000	\$ -
TOTAL	\$6,848,078	\$11,932,166	\$12,451,232

Tabla 8.13, Continuación Costos Capacitores

BANCOS DE CAPACITORES 230 KV	SAN BARTOLO	LLANO SANCHEZ	TOTAL
	60MVAR	30MVAR	
SUMINISTRO	\$ 6,129,529	\$ 1,884,463	\$ 25,397,096
MONTAJE	\$ 1,507,864	\$ 463,578	\$ 6,247,685
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 1,146,222	\$ 352,395	\$ 4,749,257
CONTINGENCIA	\$ 878,362	\$ 270,044	\$ 3,639,405
DISEÑO	\$ 263,508	\$ 81,013	\$ 1,091,822
INGENIERIA	\$ 351,345	\$ 108,017	\$ 1,455,762
ADMINISTRACIÓN	\$ 351,345	\$ 108,017	\$ 1,455,762
INSPECCIÓN	\$ 439,181	\$ 135,022	\$ 1,819,703
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 140,538	\$ 43,207	\$ 582,305
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 16,689	\$ 5,131	\$ 69,149
TERRENOS	\$ -	\$ -	\$ 120,000
TOTAL	\$ 11,224,583	\$ 3,450,887	\$ 46,627,946

9. Reactores

Con el objetivo de absorber potencia reactiva en condiciones de demanda mínima, cumpliendo con un despacho de

generación con el Orden de Mérito de las unidades generadoras, es necesario la adición de bancos de reactores en distintas subestaciones del sistema. En los análisis realizados se ha detectado la necesidad de los siguientes bancos de reactores:

S/E Changuinola 230 KV: 40 MVAR (2 x 20 MVAR)
S/E Guasquitas 230 KV: 20 MVAR

Estado: por licitarse
Inicio de Proyecto: agosto de 2014
Inicio de Operación: septiembre de 2018
Costo estimado; B/. 30,802,237

Tabla 8.14, Costos Reactores

	Changuinola 230 KV	Guasquitas 230 KV
	40 MVAR	20 MVAR
Suministro	\$ 9,247,331	\$ 6,181,573
Montaje	\$ 2,274,844	\$ 2,274,844
Obras Civiles	\$ 1,729,251	\$ 1,729,251
Contingencias	\$ 1,325,143	\$ 1,325,143
Diseño	\$ 397,543	\$ 397,543
Ingeniería	\$ 530,057	\$ 530,057
Administración	\$ 530,057	\$ 530,057
Inspección	\$ 662,571	\$ 662,571
IDC	\$ 212,023	\$ 212,023
EIA	\$ 25,178	\$ 25,178
Terrenos	\$ -	\$ -
TOTAL	\$ 16,933,997	\$ 13,868,240

El atraso en la entrada en operación de estos proyectos, con respecto a la fecha indicada en el PESIN 2015, es debido a que estos reactores se licitarán conjuntamente con los capacitores de las Subestaciones Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez, así que esta es la nueva fecha estimada.

10. Aumento de Capacidad LT 1 Línea de 230 KV Mata de Nance-Veladero

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos en el Occidente del país, y para cumplir con el Orden de Mérito de las unidades generadoras, los análisis

NA



demuestran que la línea existente Mata de Nance – Veladero, con capacidad de 247 MVA por circuito se sobrecarga para condiciones de demanda máxima de época de invierno. Debido a lo anterior, es debido aumentar la capacidad de la misma, cambiando el conductor a uno de alta temperatura de operación, 714 Dove ACCC con capacidad de por lo menos 608 MVA por circuito.

Estado: por licitarse
Inicio del Proyecto: enero de 2017
Inicio de Operación: febrero de 2019

Costo estimado; B/. 8,817,000

11. Aumento de Capacidad de la LT 2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el Occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2014 – 2016, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un incremento de proyectos hidro y solares de 489.77 MW, que sumado a los 1,172 MW existentes daría un total de 1,661.77 MW de generación solar e hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el Occidente, desde la Subestación de Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones. Para el año 2016, se tiene contemplado la construcción de la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea Guasquitas – Veladero. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 350 MVA por circuito en condiciones de operación normal, solo será necesario realizar movimientos de

tierra en sitios puntuales, cambio de herrajes o aisladores y de ser necesario, torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, permitiendo así el aumento de capacidad deseado. Se ha estimado que el costo total para aumentar la capacidad de esta línea, con longitud de 84.5 km será de aproximadamente B/. 1,500,000.

Estado: por licitarse
Inicio de Construcción: enero de 2017
Inicio de Operación: marzo de 2018

Costo estimado; B/. 1,500,000

12. Línea a Darién: Panamá II – Chepo – Metetí 230 KV

La Secretaría Nacional de Energía en la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2014”, estableció que “Se reiteran los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo (no más de cuatro años), en especial para la provincia de Darién, a través de una línea de transmisión entre la Subestación Panamá 2 y Metetí de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma.” De acuerdo a lo establecido por ENSA, su centro de carga en la provincia de Darién es en la población de Metetí, por lo que esta nueva línea llegará hasta esa ubicación.

Debido a la necesidad de reforzar el sistema de transmisión al Este de la ciudad de Panamá a causa de proyectos de generación, sobre todo de tecnología solar y eólica, además del requerimiento de reemplazar la antigua línea Panamá II – Bayano y la necesidad de brindar nuevos puntos de conexión a futuras centrales de generación y a la empresa distribuidora ENSA para el desarrollo de la red de distribución, se presenta el proyecto de integración de la provincia de

NA



Darién por medio de la nueva Línea de Transmisión Panamá II – Chepo – Metetí.

Se trata de una nueva línea de transmisión de 42 km aproximadamente de longitud desde Subestación Panamá II, hasta la futura Subestación Chepo 230 kV, en doble circuito con conductor de alta temperatura 714 Dove ACCC, con capacidad de más de 608 MVA por circuito. A partir de Chepo se interconectará Darién por medio de un circuito sencillo de 170 km de longitud aproximada de circuito sencillo con conductor de alta temperatura 714 Dove ACCC y con capacidad de 608 MVA, hasta finalizar en la futura Subestación de Metetí 230 kV.

La futura Subestación Chepo tiene como finalidad brindar un punto de conexión para futuras centrales de generación en el sector este de la ciudad de Panamá, a la vez que permitirá el tendido de un nuevo circuito de transmisión que aumente la capacidad de transmisión hacia el Centro de Carga de la ciudad de Panamá, reemplazando parte de línea Panamá II – Bayano, hasta el área de Chepo, el cual estará próximo a cumplir su tiempo de vida útil. De manera adicional, se brindará un punto de conexión para el desarrollo de la red de distribución del sector Este y mejorará la confiabilidad de suministro de esta zona.

Para viabilizar el proyecto es requerida la construcción de las nuevas Subestaciones Chepo y Metetí en 230 kV y el tendido de la nueva línea de transmisión en 230 kV, en doble terna hasta Chepo y en circuito sencillo desde Chepo hasta Metetí.

Estado el proyecto: por licitarse
Inicio de proyecto: enero de 2016
Inicio de Operación: septiembre de 2019

Costo Estimado: B/. 93, 471, 000

13. Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Cáceres de 115 KV ya que para el año 2019, se presentan sobrecargas en las líneas entre estas subestaciones, bajo ciertas condiciones de generación. Para esto, debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha pensado en que el refuerzo sea a través de una línea subterránea de aproximadamente 1 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de un interruptor de 115 KV. Para la ejecución de este proyecto se deberá coordinar con ENSA la infraestructura, ya que se ha presentado en los planes del distribuidor un respaldo desde S/E Cáceres a Santa María en 115 KV.

COSTOS
Inicio del Proyecto: enero de 2016
Inicio de Operación: febrero de 2019

Tabla 8.15, Costos de Línea (Miles \$)

LINEA SUBT. PANAMÁ - CÁCERES 115 KV	
Suministro	\$ 923.3
Montaje	\$ 200.0
Obra civil	\$ 1,210.0
Contingencias	\$ 133.3
Ingeniería y Administración	\$ 106.7
Inspección	\$ 66.7
IDC	\$ 80.0
Diseño	\$ 40.0
EIA	\$ 13.3
COSTO TOTAL	\$ 2,773.3



Tabla 8.16, Costos en Subestaciones

ADICIÓN S/E PANAMÁ y CÁCERES 115 KV	
Suministro	\$ 1,249,500.0
Montaje	\$ 187,425.0
Obras Civiles Generales	\$ 312,375.0
Contingencias	\$ 87,465.0
Diseño	\$ 52,479.0
Ingeniería	\$ 69,972.0
Administración	\$ 69,972.0
Inspección	\$ 52,479.0
IDC	\$ 104,958.0
EIA	\$ 3,324.0
Terrenos	\$ -
COSTO TOTAL	\$ 2,189,949.0

Costo total estimado: B/. 4.96 Millones.

14. Adición Transformador T2 S/E Changuinola 230/115/34.5 KV

Con el propósito de que la S/E Changuinola cumpla con el Criterio de Seguridad N-1, es necesario la adición de un segundo transformador 230/115/34.5 KV, con igual capacidad que el T1, 50/50/50 MVA, en sus tres devanados, ya que este equipo forma parte del Sistema

Principal de Transmisión. Actualmente, se debe dar mantenimiento al transformador T1 existente, se queda sin suministro de energía el área de Bocas del Toro (Changuinola), además que se pierde la generación de la Central Hidroeléctrica Bonyic. La adición de este transformador incluye la ampliación de los patios de 230, 115 y 34.5 KV, para la debida conexión del mismo.

Fecha de entrada en operación: octubre de 2018
Costo Estimado: B/. 6,514,000



CAPITULO 9 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

DIAGNOSTICO DE LA RED DE LARGO PLAZO

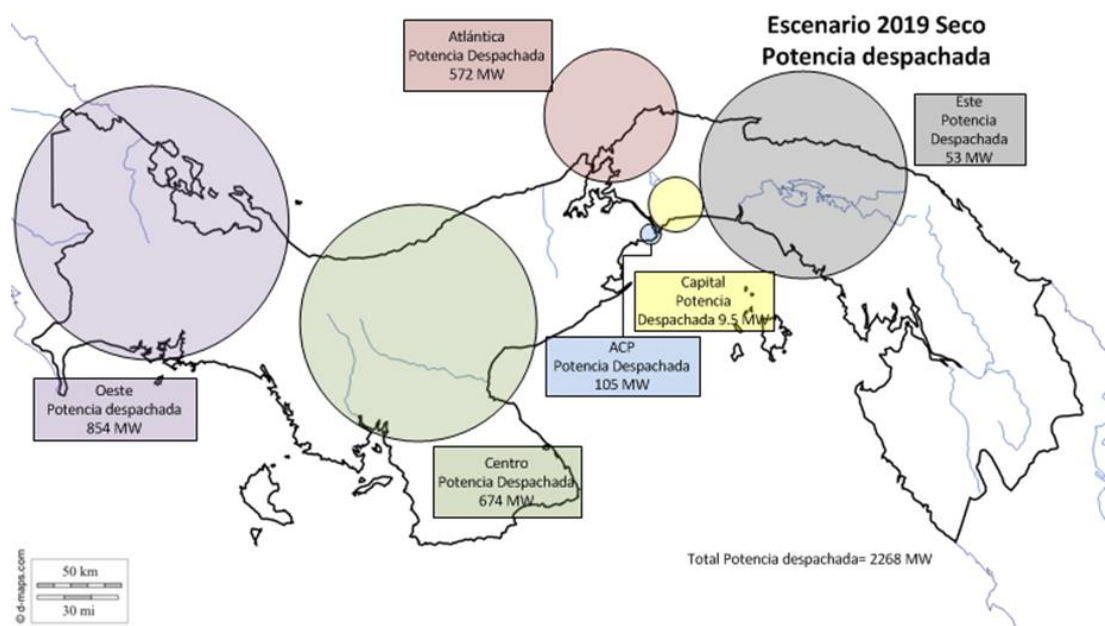
Del resultado de los escenarios de despacho representados en los de flujo de potencia se realizó un diagnóstico de la generación prevista para el largo plazo, e identificando las variantes respecto de lo que corresponde al último año del análisis de corto plazo. Los resultados se muestran por zona en cuanto a la generación despachada, y la evolución por año y por estación (en época lluviosa o seca).

El primer contraste se observa entre el período de seca respecto del lluvioso, donde en al menos el año 2019 se

destaca el incremento de generación hidráulica en la zona de occidente, que prácticamente duplica el escenario de lluvioso al de seca.

Adicionalmente, ya se observa en época lluviosa del año 2019 (Figura 9.2), el resultado de un despacho de generación en el occidente en el que es necesario transferir al menos 1537 MW, dado el bajo costo operativo que resulta para el sistema contar con la generación hidráulica de la zona. Por el contrario, es de notar el gran aporte de la generación térmica de oriente en el escenario de seca (Figura 9.1) para abastecer la demanda ubicada en oriente del sistema.

Figura 9.1, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Sec-2019



NA

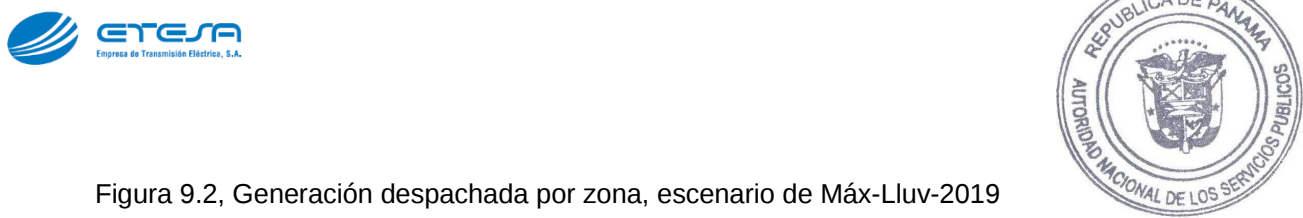
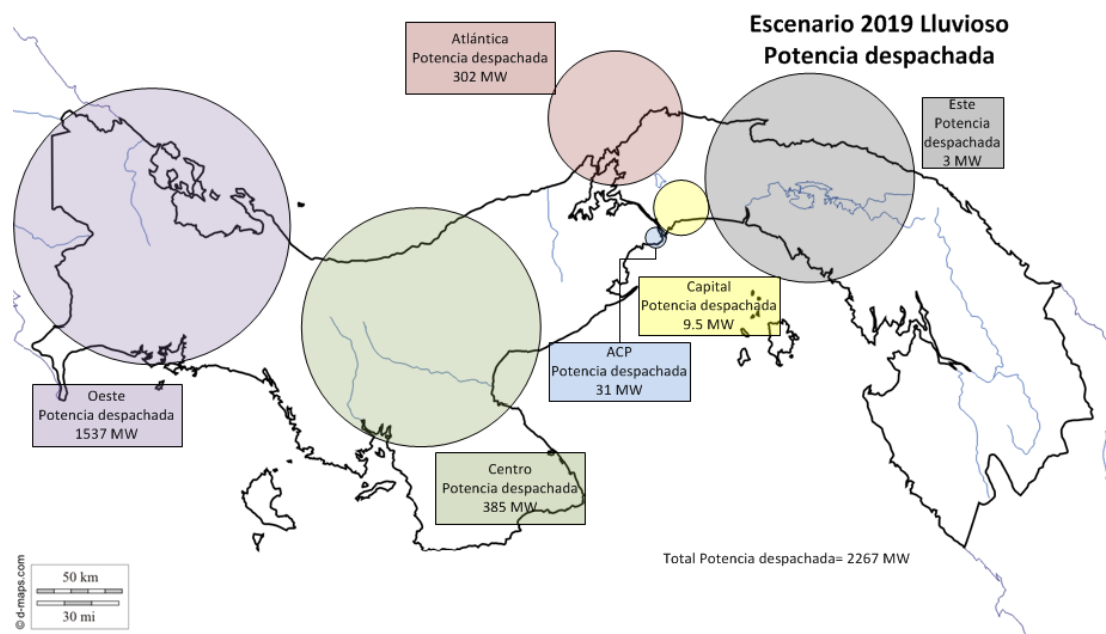
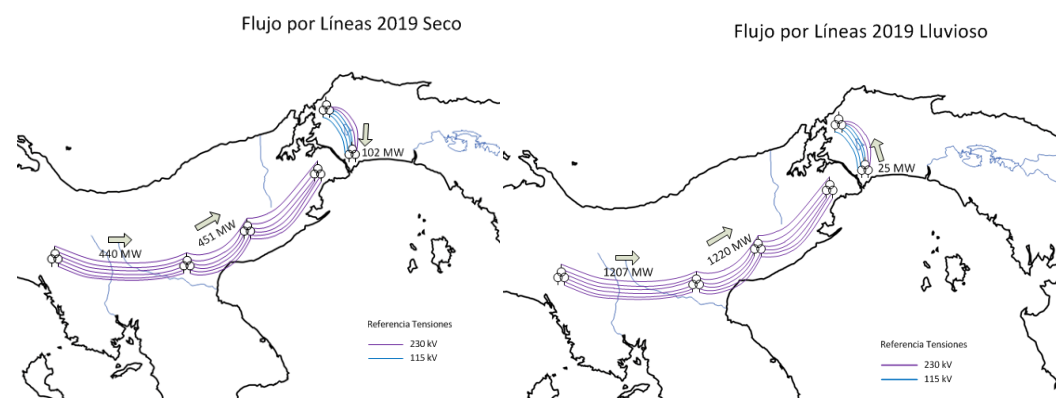


Figura 9.2, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Lluv-2019



Estos valores se observan en el resultado de las líneas de transmisión en la Figura 9.3 para el escenario de máxima demanda en el período de seca y lluvioso.

Figura 9.3 Transferencia por el sistema de transmisión en el año 2019



Similares resultados se observan en el año 2020, como era de esperarse, que se ve incrementada la generación en el occidente debido a la incorporación de nueva generación principalmente

hidráulica en el escenario de lluvioso (Figura 9.5), y por otro lado es de notar la importancia en el escenario de seca (Figura 9.4) la generación en la zona de Colón, norte de la ciudad de Panamá

NA



Figura 9.4, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Sec-2020

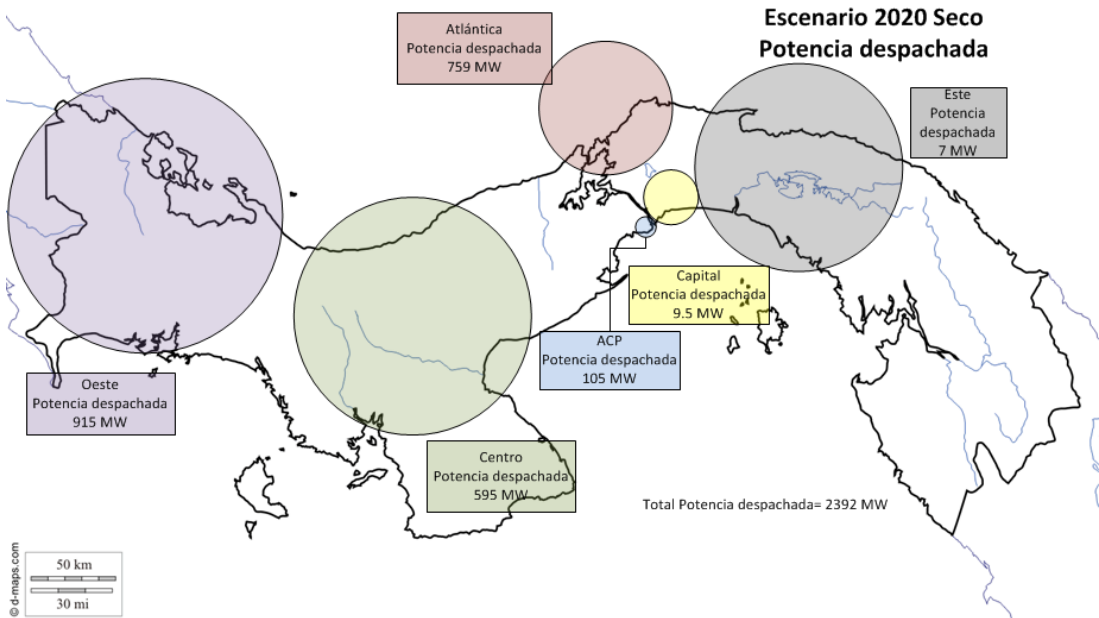
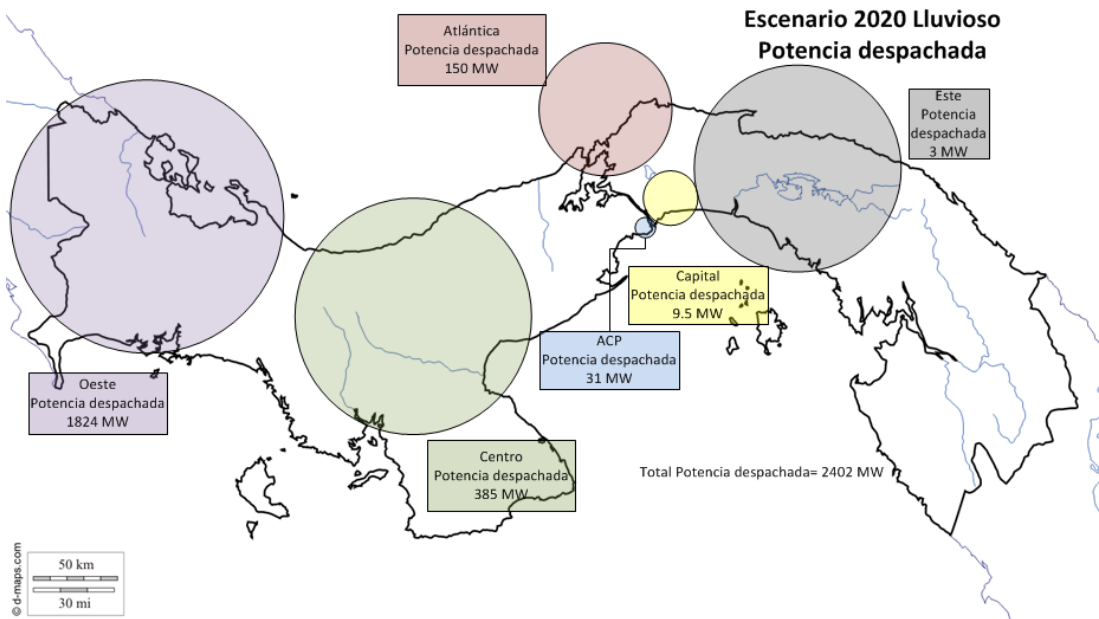


Figura 9.5, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Lluv-2020



NA



Si se analiza el año 2023, se aprecia un notable incremento de generación despachada (económica, tipo ciclos combinados) en la zona de Colón (Figura 9.6 y Figura 9.7), respecto del año 2020. Esto se observa no solamente en el

escenario de seca, sino también en el escenario lluvioso. Dado que no hay nuevas incorporaciones importantes en el occidente no se generan incrementos en el año 2023 por sobre el año 2020.

Figura 9.6, Incremento de Generación despachada por zona, Máx-Sec-2023 (respecto del 2020)

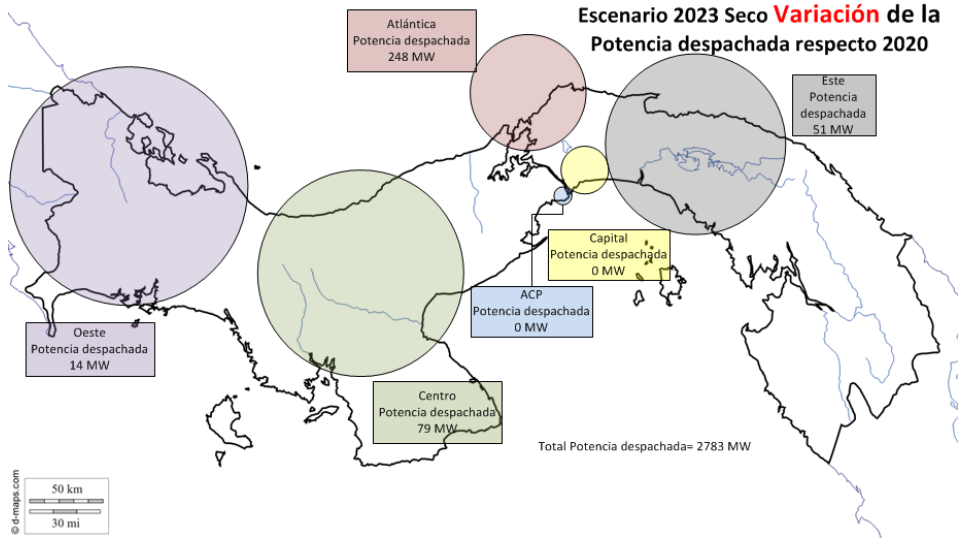
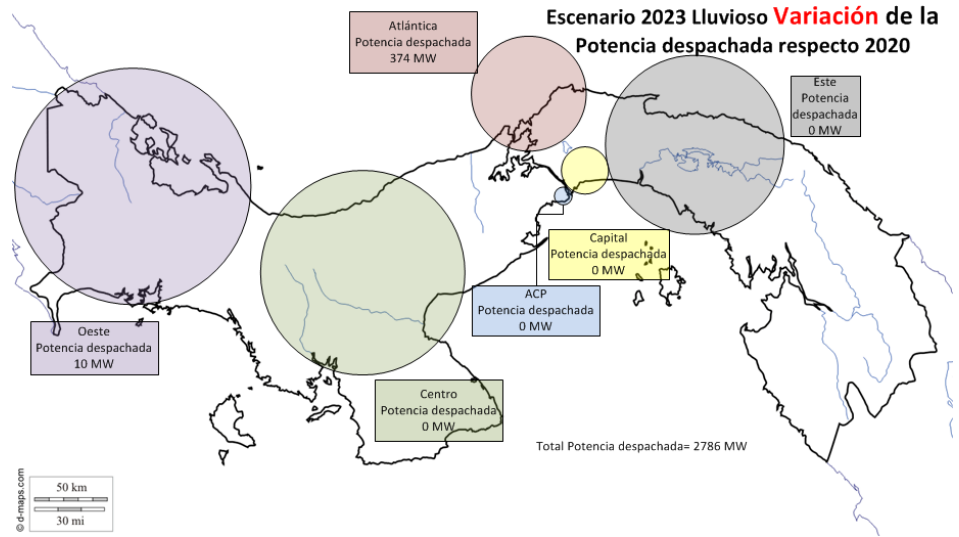


Figura 9.7, Incremento de Generación despachada por zona, Máx-Lluv-2023 (respecto del 2020)



NA



Finalmente, para el año 2026 se observa como resultado último una destacada incorporación de Figura y Figura 9.9). Destacando que no hay nueva generación en el occidente y todas las incorporaciones están

generación térmica de bajo costo que determina generación despachada por zona (Figura 9.8 vinculadas a combustibles fósiles en el oriente, inclusive en el escenario lluvioso.

Figura 9.8, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Sec-2026

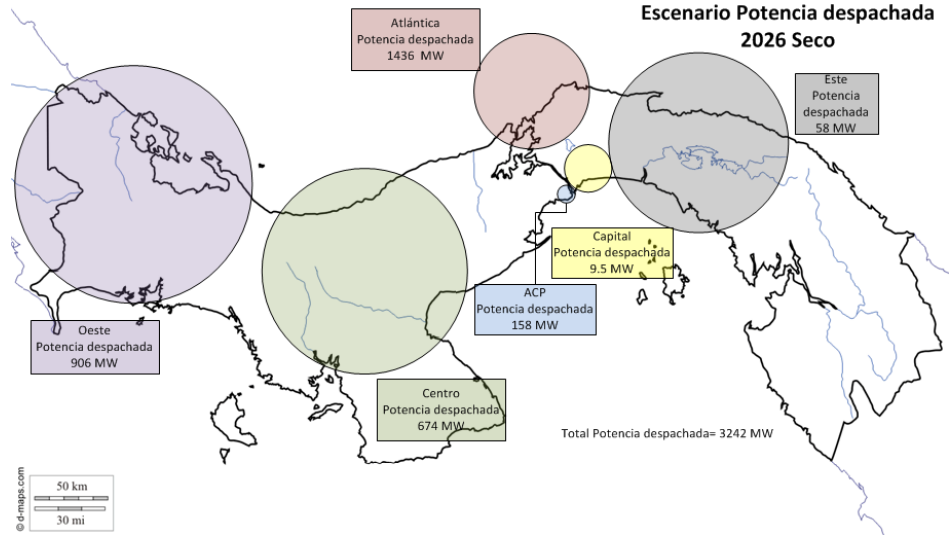
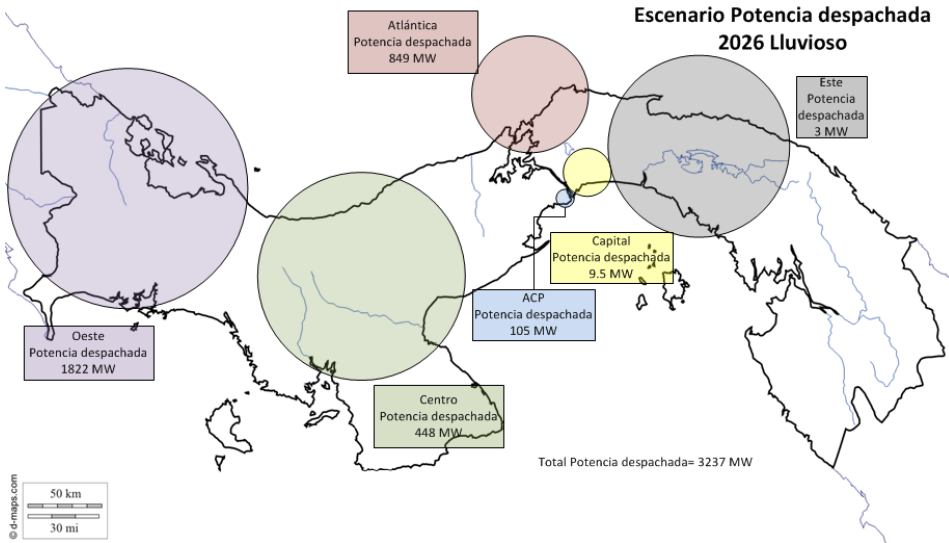


Figura 9.9, Generación despachada por zona, escenario de Máx-Lluv-2026



Concluyendo, todas las incorporaciones que impactan sobre el resultado del despacho económico de generación proponen un camino de crecimiento para

el sistema de transmisión, con el sentido de poder abastecer la demanda a mínimo costo y dar accesibilidad a los agentes. En este sentido, a continuación, se



presentarán alternativas para desarrollar el plan de transmisión que permitan cumplir con las premisas y criterios definidos en el marco del Reglamento de Transmisión.

Cabe recordar que los resultados obtenidos corresponden a un escenario de cero transferencias con la región, por lo que a estos resultados es necesario incorporar aquellas importaciones/exportaciones asociadas a compromisos internacionales. De la experiencia parece no ser un inconveniente el compromiso de exportar en relación a la capacidad del sistema de transmisión, aunque sí en el caso de incorporar 300 MW adicionales de importación, que deberían sumarse a los resultados de anteriores, de transferencia de occidente a oriente.

ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LAS ALTERNATIVAS

Como producto del diagnóstico se marcaron varias alternativas a desarrollar en el largo plazo para la evaluación técnica (estudios eléctricos). Las alternativas tienen premisas diferentes en cuanto a la naturaleza de cómo se desarrolla el sistema de transmisión en Panamá.

Desarrollo en 500 kV, o similar:

- Alternativa 1 A, corresponde desarrollar el sistema en 500 kV, doble circuito, con sus ampliaciones complementarias.
- Alternativa 1 B, consiste en desarrollar el sistema con los dos circuitos del sistema de 500 kV, operándolo inicialmente en 230 kV. Es importante verificar en qué momento dentro del período 2020 al 2026 se hace necesario pasar a operar los circuitos en 500 kV, con

las ampliaciones correspondan.

Desarrollo en 230 kV:

- Alternativa 2 A, consiste en desarrollar el sistema en 230 kV, teniendo en cuenta que las ampliaciones del corredor central (Línea 1 y 2) tienen similares características a las propuestas desarrolladas en versiones anteriores del PEST, y además, incluir ampliaciones complementarias en 230 kV que sean necesarias.
- Alternativa 2 B, consiste en continuar desarrollando el sistema de 230 kV, teniendo como premisa ingresar un doble circuito entre las ET Chiriquí Grande y Panamá 3, y luego las ampliaciones requeridas complementarias.

Para determinar el grupo de ampliaciones de cada alternativa, además de los requerimientos mínimos de desempeño, se tuvo en cuenta:

- Verificar la efectividad y necesidad de la ampliación propuesta o candidatas de expansión.
- Grado de necesidad de las mismas, se prevé identificar entre aquellas que resultan de máxima prioridad de aquellas que pueden diferirse en los plazos de ejecución.
- Período en que es necesario que sean incorporadas.
- Análisis de posibles alternativas y de ampliaciones complementarias consistentes con los requerimientos de abastecimiento del sistema, en caso que sea necesario reconsiderar ampliaciones originales.



Para el análisis, en primera instancia, se evaluó el desempeño de los proyectos candidatos con simulaciones de flujo estáticas para verificar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo (CCSD), para la condición N y N-1. Para cada una de las alternativas se realizó una evaluación del desempeño del sistema frente a situaciones de operación extremas y la contribución efectiva que realizan las ampliaciones para el abastecimiento de la demanda, funcionamiento del mercado, y compromisos internacionales.

Las alternativas de largo plazo fueron evaluadas considerando aquellas obras que están en ejecución o próximas a ejecutarse en lo inmediato, y aquel grupo de ampliaciones que fueron determinadas en el estudio de corto plazo.

En el Anexo III-2 se realiza un diagnóstico general del sistema con el desarrollo de las alternativas fundamentales, en términos de ser las primeras alternativas concebidas. Mientras que en Anexo II se presenta el análisis de cada una de las ampliaciones, enmarcadas en el desarrollo de las alternativas que definen el Plan de Expansión de Transmisión.

En el próximo apartado, se describen las ampliaciones necesarias para desarrollar las alternativas expansión que cumplen con los requerimientos de desempeño del sistema y el resultado de los principales aspectos que implica desarrollar cada una de ellas. Para ello, se verifica que las ampliaciones propuestas responden a los requerimientos del sistema y que las mismas son el resultado a una necesidad operativa (red completa) o de seguridad para cumplir con el criterio N-1 (red incompleta).

CASO OPTIMISTA Y TRANSFERENCIA CON LA REGIÓN

Este caso tiene como destacado la incorporación de la Planta Carbonera (Fluidized bed combustión, FBC, 2x 165 MW), año 2024, en el occidente del sistema y que implica diferencias en cuanto a los requerimientos del sistema de transmisión, cantidad y capacidad de las ampliaciones, del Caso Conservador (próximo apartado).

Cabe mencionar que solo es posible analizar este caso desde el año 2023 en adelante, período en que es posible disminuir 300 MW de generación en oriente, y considerado como escenario de mayor impacto en el sistema. Esto resulta factible también en el período de seco, aunque sobre estos escenarios no se tiene la generación hidráulica del occidente y por ello es posible incrementar los niveles de transferencias ya que hay capacidad ociosa en los corredores de occidente a oriente.

En lo que se refiere al nivel de importación de 300 MW, solo es posible analizar este caso desde el año 2026 en adelante, período que es posible disminuir 630 MW de generación en oriente.

En el Anexo III-2 se presenta un diagnóstico de los principales aspectos a desarrollar desde el comienzo del período 2020 al 2026, donde se describen los inconvenientes que presenta la red para ser operada en condiciones N-1, ya sea por sobrecarga y de control de tensión, y la necesidad de incorporar ampliaciones para cumplir estos requerimientos. Inicialmente, en el Anexo se desarrollan las dos posibles alternativas que permiten resolver las condiciones operativas inadmisibles en el año 2020, una de ellas con la premisa a desarrollar en el sistema en 500 kV y otra en 230 kV.



No obstante, sobre cada una de ellas, y a continuación, se describe el número de ampliaciones que es necesario incorporar a cada plan, que permite cumplir durante todo el período los criterios de operación y seguridad. En el Anexo III-2 se analiza cada una de las ampliaciones.

Los siguientes resultados presentan para el año 2020 y 2026 los planes posibles a desarrollar y que cumplen la factibilidad técnica. Los escenarios analizados consideran todos los elementos del plan de expansión de generación, los aspectos operativos y el resultado de los requerimientos del sistema de transmisión que permiten incrementos de generación desde el occidente. Estos requerimientos definen las ampliaciones necesarias en caso de considerarse las premisas de este apartado (planta de carbón y transferencia regional).

En cada alternativa se separa las ampliaciones que hay que incorporar al plan base para cumplir en el escenario hipotético de alcanzar la transferencia en el 2026 de 300 MW de importación desde Centroamérica.

Resultado de la Alternativa 1ª

Tabla 9.1, Proyectos Sugeridos Alt. 1a

Ingreso	Plan
Jan-20	DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1
Jul-20	DT 500 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1 y CKT2
Jan-25	DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2

Ingreso	Incrementos al 2026
Jul-26	Cable Subterráneo 230 kV PANAMA-PANAMA3 CKT3
Jul-26	SVC 250 MVar EN PANAMÁ 3
Jul-26	SVC 50 MVar EN CHIRIQUÍ GRANDE

El ingreso de nueva generación tipo hidroeléctrica, eólica y solar en el occidente del país, para el período que comprende del 2020 al 2026 de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, determina la necesidad de incorporar nueva capacidad del sistema de transmisión asociado a los vínculos entre occidente y oriente.

Para acompañar este crecimiento de la generación se propone el ingreso de dos circuitos en 500 kV entre Chiriquí Grande y Panamá 3, de capacidad aproximada de 1,280 MVA por circuito en condiciones normales de operación. El proyecto se complementa con los siguientes refuerzos:

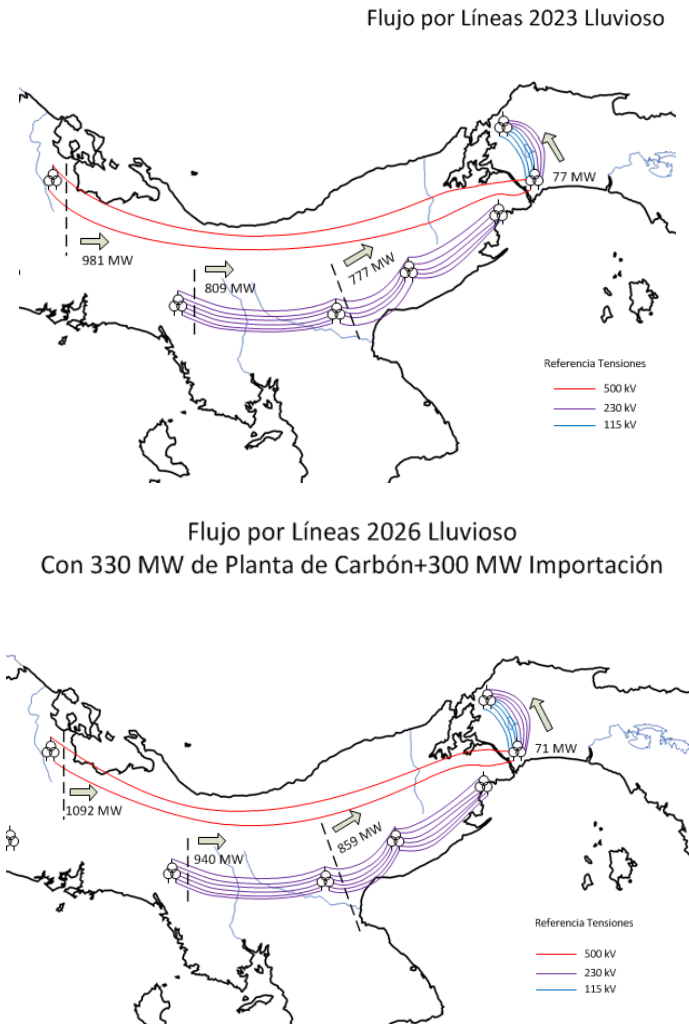
6 transformadores elevadores 500/230 kV, 3 por cada nueva subestación, reactores de línea y SVC Panamá 3 (+150/-30 MVar). De no incrementarse la capacidad de transmisión se generaría incumplimiento del criterio N-1 y la tensiones al límite de los valores admisibles, además de grandes pérdidas de potencia activa.

Esta alternativa genera las siguientes transferencias por los principales corredores en los escenarios de máxima demanda en período lluvioso y año 2023 y 2026:

NA



Figura 9.10, Resultados del plan en la Alternativa 1A, lluvioso 2023 y 2026.



Resultado de la Alternativa 1B

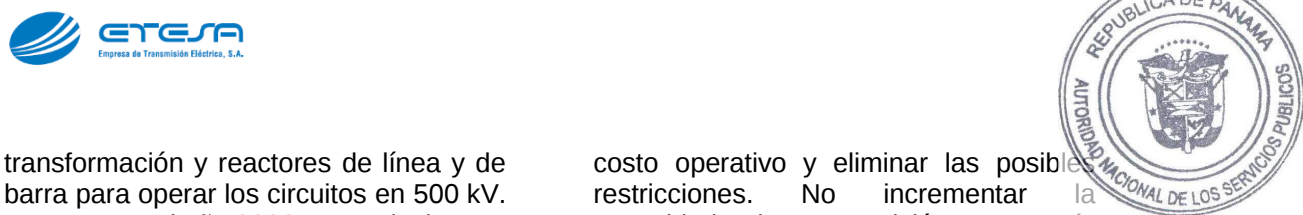
Tabla 9.2, Proyectos Sugeridos Alt. 1b

Ingreso	Plan
Jan-20	DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1
Jul-20	DT 500 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1 (transformadores+reactores) (*)
Jul-20	DT 500 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2 (transformadores+reactores) (*)
Jan-25	DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2

Ingreso	Incrementos al 2026
Jul-26	Cable Subterráneo 230 kV PANAMA-PANAMA3 CKT3
Jul-26	SVC 250 MVar EN PANAMÁ 3
Jul-26	SVC 50 MVar EN CHIRIQUÍ GRANDE

(*) Consiste en pasar esta alternativa a operar en 500 kV en el año 2024, que incluye las obras necesarias de

NA



transformación y reactores de línea y de barra para operar los circuitos en 500 kV. Luego, para el año 2026, es equivalente a la Alternativa 1A.

Similar al análisis de la alternativa 1A en 500 kV, en esta versión con el ingreso de nueva generación hidroeléctrica, eólica y solar en el occidente del país, para el período que comprende del 2020 al 2026 de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se determina la necesidad de incorporar nueva capacidad del sistema de transmisión asociado a los vínculos entre occidente y oriente. Para acompañar el crecimiento de la generación, en este caso se propone el ingreso de dos circuitos en 500 kV operados en 230 kV entre Chiriquí Grande y Panamá 3 para el año 2020. El proyecto solo se complementa con la nueva subestación Chiriquí Grande en 230 kV. Esto permite generar despachos con bajo

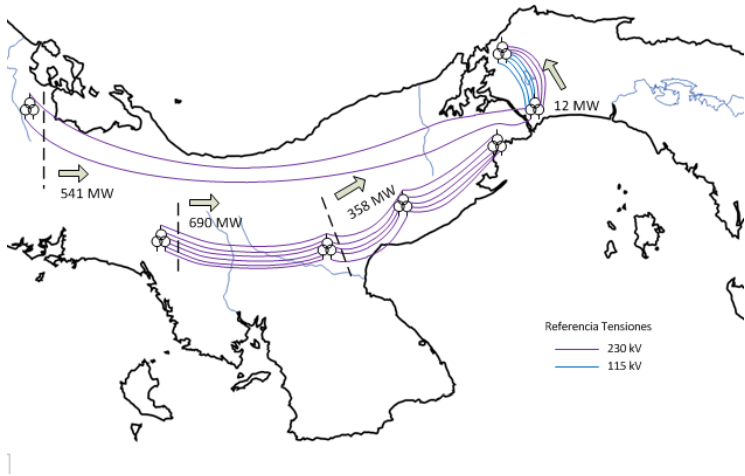
costo operativo y eliminar las posibles restricciones. No incrementar la capacidad de transmisión generaría incumplimiento del criterio N-1, tensiones al límite de los valores admisibles y grandes pérdidas de potencia activa.

Para el año 2024 se propone cambiar y operar los circuitos entre Chiriquí Grande y Panamá 3 en 500 kV, con los siguientes refuerzos:

6 transformadores elevadores 500/230 kV, 3 por cada nueva subestación, reactores de línea.

Esta alternativa genera las siguientes transferencias por los principales corredores en los escenarios de máxima demanda en período lluvioso y año 2023 y 2026:

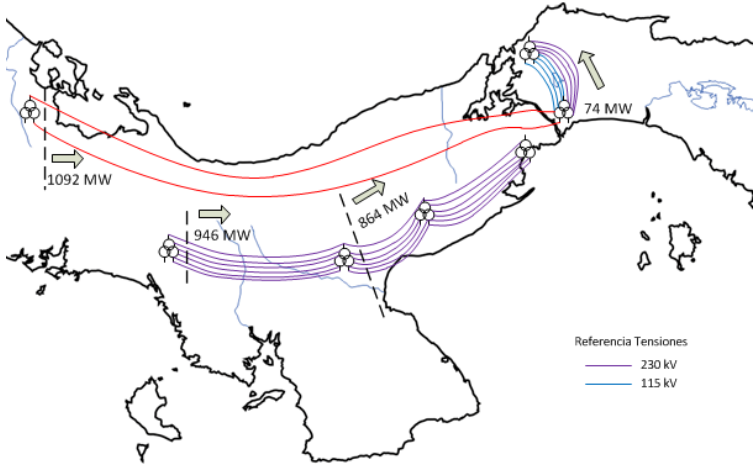
Figura 9.11, Resultados del plan en la Alternativa 1B, lluvioso 2023 y 2026.
Flujo por Líneas 2023 Lluvioso



NA



Flujo por Líneas 2026 Lluvioso
Con 330 MW de Planta de Carbón+300 MW Importación



Cabe mencionar que para el año de ingreso de la planta de carbón en el sistema se genera un incremento de pérdidas en el sistema para un escenario de máxima demanda del año 2024 de 65 MW por encima del valor obtenido en la Alternativa 1A, equivalente a re-despachar una unidad adicional en el parque de generación. Además, este valor se incrementa al considerar transferencias desde la región de 300 MW

Resultado de la Alternativa 2a

Los requerimientos excesivos de esta alternativa desestiman la misma ya que las complejidades de incrementar la capacidad en los corredores existentes, obras, costos operativos durante la ejecución (Línea 1), trazados involucrados, y costos de inversión para el desarrollo de esta alternativa.

Tabla 9.3, Proyectos Sugeridos Alt. 2a

Ingreso	Plan
Jan-20	Un circuito entre las EETT Sabanitas y Panamá 3
Jul-20	Doble terna entre las EETT Chiriquí Grande y Guasquitas
Jul-20	Un circuito entre las EETT Guasquitas y Veladero
Jul-20	DT 230 KV PUNTA RINCON - PANAMÁ 3 (Plan ETESA)
Jul-20	DT 230 KV VEL-SBA-LSA-ECO-BUR-PAN3-PAN2 REPOTENCIACIÓN 400 MVA (Plan ETESA)
Jul-20	DT 230 KV VEL-BEV-LSA-EHI-CHO-PAN REPOTENCIACIÓN 608 MVA (ETESA)
Jul-25	2 DO CKT 230 KV SABANITAS - PANAMÁ 3
Jul-25	SVC VELADERO 50 MVar

Ingreso	Incrementos al 2026
Jul-26	Doble terna entre las EETT Chiriquí Grande y Panamá 3
Jul-26	SVC PANAMÁ 3 100 MVar

NA



Resultado de la Alternativa 2B

Tabla 9.1, Proyectos Sugeridos Alt. 2b

Ingreso	Plan
Jan-20	DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1
Jul-20	DT 230 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1
Jul-20	DT 230 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2
Jul-23	SVC PANAMÁ 3 200 MVar
Jul-24	LT 230 kV PUNTA RINCON - PANAMÁ 3 CKT1
Jul-24	LT 230 kV PUNTA RINCON - PANAMÁ 3 CKT2
Jan-25	DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2

Ingreso	Incrementos al 2026
Jul-26	Cable Subterráneo 230 kV PANAMA-PANAMA3 CKT3
Jul-26	DT 230 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT3
Jul-26	DT 230 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT4

Los resultados muestran en esta instancia cierta similitud con la Alternativa 1B.

A diferencia de las alternativas previas, está ampliación consiste en desarrollar una nueva doble terna en 230 kV, que debido al ingreso de nueva generación para el período que comprende al 2020 al 2026 de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, determina la necesidad de incorporar nueva capacidad del sistema de transmisión asociado a los vínculos entre occidente y oriente.

Para acompañar el crecimiento de la generación se propone el ingreso de dos circuitos en 230 kV entre Chiriquí Grande y Panamá 3. El proyecto solo se complementa con la nueva subestación Chiriquí Grande en 230 kV. Esto permite generar despachos con bajo costo operativo y eliminar las posibles

restricciones. No incrementar capacidad de transmisión generaría incumplimiento del criterio N-1, tensiones al límite de los valores admisibles y grandes pérdidas de potencia activa.

Debido a las restricciones de rutas y servidumbres para el tendido de nuevas líneas de transmisión cerca del trazado de las líneas existentes, se ha considerado este nuevo vínculo bajo un nuevo trazado. El nuevo trazado es cercano al océano Atlántico y tendría una longitud aproximada de 330 km similar al planteado para la Alternativa 1A y 1B.

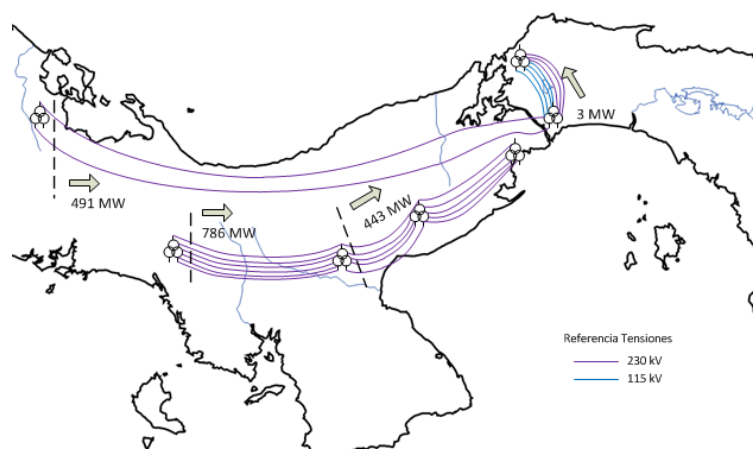
Cabe mencionar que para el año 2026 esta alternativa ante la salida de una línea de 230 kV Chiriquí Grande – Panamá 3, presenta problemas importantes de tensión dada la gran transferencia y requiere niveles inadmisibles de compensación para salvar los requerimientos. Luego de varios planteos para encontrar ampliaciones que admitan esos niveles de transferencia se obtuvo el grupo de ampliaciones recomendadas. Todos estos aspectos son mencionados con mayor detalle en el Anexo III-2.

Esta alternativa genera las siguientes transferencias por los principales corredores en los escenarios de máxima demanda en período lluvioso año 2023 y 2026:

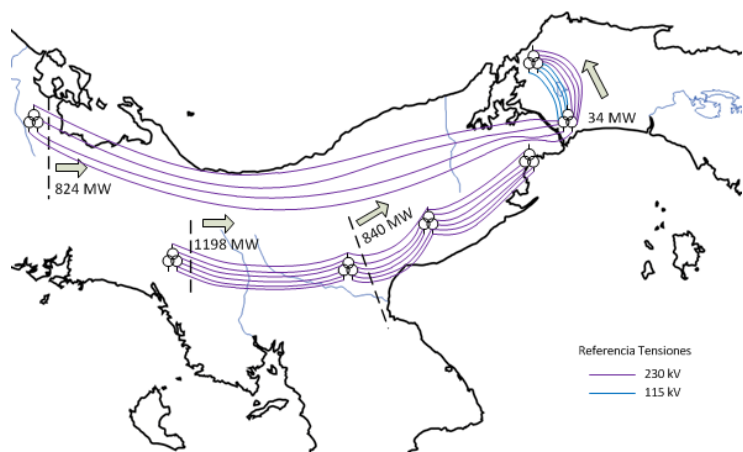
NA



Figura 9.12, Resultados del plan en la Alternativa 2B, lluvioso 2023 y 2026.
Flujo por Líneas 2023 Lluvioso



Flujo por Líneas 2026 Lluvioso
Con 330 Planta de Carbón + 300 MW importación



Cabe mencionar que para el año de ingreso de la planta de carbón en el sistema se genera un incremento de pérdidas en el sistema para un escenario de máxima demanda del año 2024 de 80 MW por encima del valor obtenido en la Alternativa 1A, equivalente a redespachar una unidad adicional en el parque de generación. Además, este valor se incrementa al considerar transferencias desde la región de 300 MW.

Resultados del Caso Conservador

Del análisis de las alternativas con un parque de generación más conservador, resultaron los siguientes grupos de ampliaciones para desarrollar el sistema de transmisión de Panamá. La descripción de cada una de las ampliaciones está en el Anexo III-2 de alternativas de expansión.

NA



Cabe recordar que el escenario de análisis para estos estudios eléctricos evalúa un "Escenario de Referencia Conservador", ya que no se considera la incorporación de la Planta Carbonera (Fluidized bed combustión, FBC, 2x 165 MW) con fecha de ingreso el año 2024, y el escenario de transferencia regional (300 MW).

En los grupos se define la fecha estimada de ingreso, en relación al momento en que es requerida, nivel de tensión, cantidad de circuitos y subestaciones origen y destino.

Alternativa de crecimiento conservador de la 1A

- 2020, seco, Un circuito de 230 kV entre Sabanitas y Panamá 3
- 2020, lluvioso, Ingreso de la Doble Terna de 500 kV entre Chiriquí Grande y Panamá 3, junto con todos los refuerzos asociados (3 transformadores elevadores 230/500 kV en cada subestación,

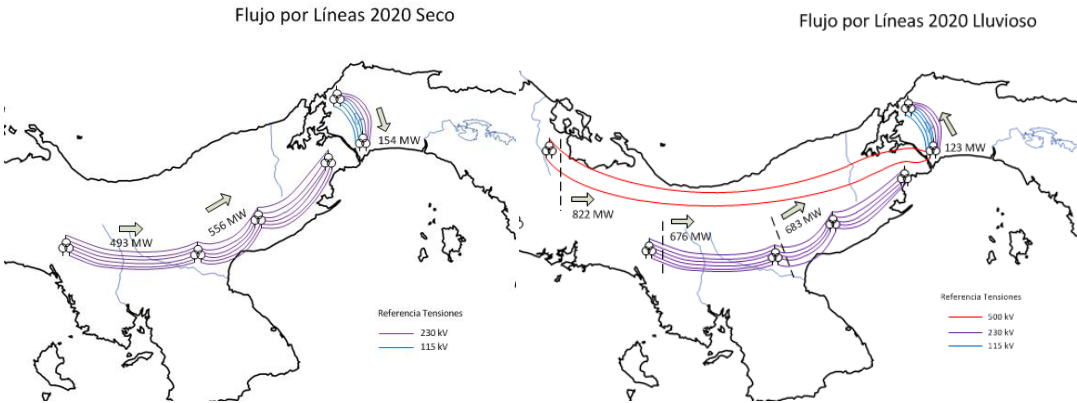
reactores de línea y SVC Panamá 3)

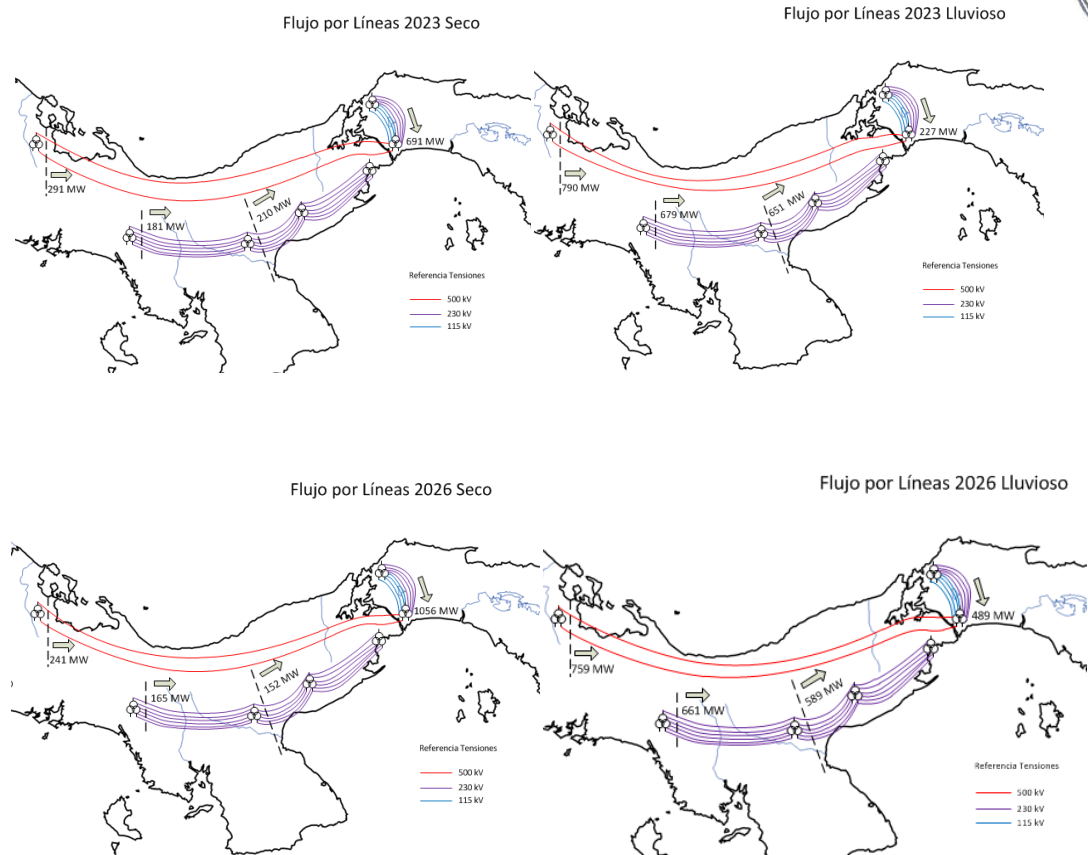
- 2020, lluvioso, Un 2do circuito de 230 kV Fortuna y Chiriquí Grande, aunque se recomienda hacer el circuito Guasquitas a Chiriquí Grande ante la imposibilidad del anterior.
- 2025, seco, Un 2do circuito de 230 kV Sabanitas y Panamá 3
- 2025, lluvioso, Un 3er circuito de 230 kV entre las EETT Panamá y Panamá 3 (circuito subterráneo).

En este caso se restan ampliaciones respecto del caso conservador debido al soporte de reactivo que genera la planta de carbón y la distribución de flujo que genera en el occidente al conectarse a la SE Chiriquí Grande.

Este escenario genera las siguientes transferencias por los principales corredores:

Figura 9.13, Escenario conservador- Resultados del plan en la Alternativa 1A





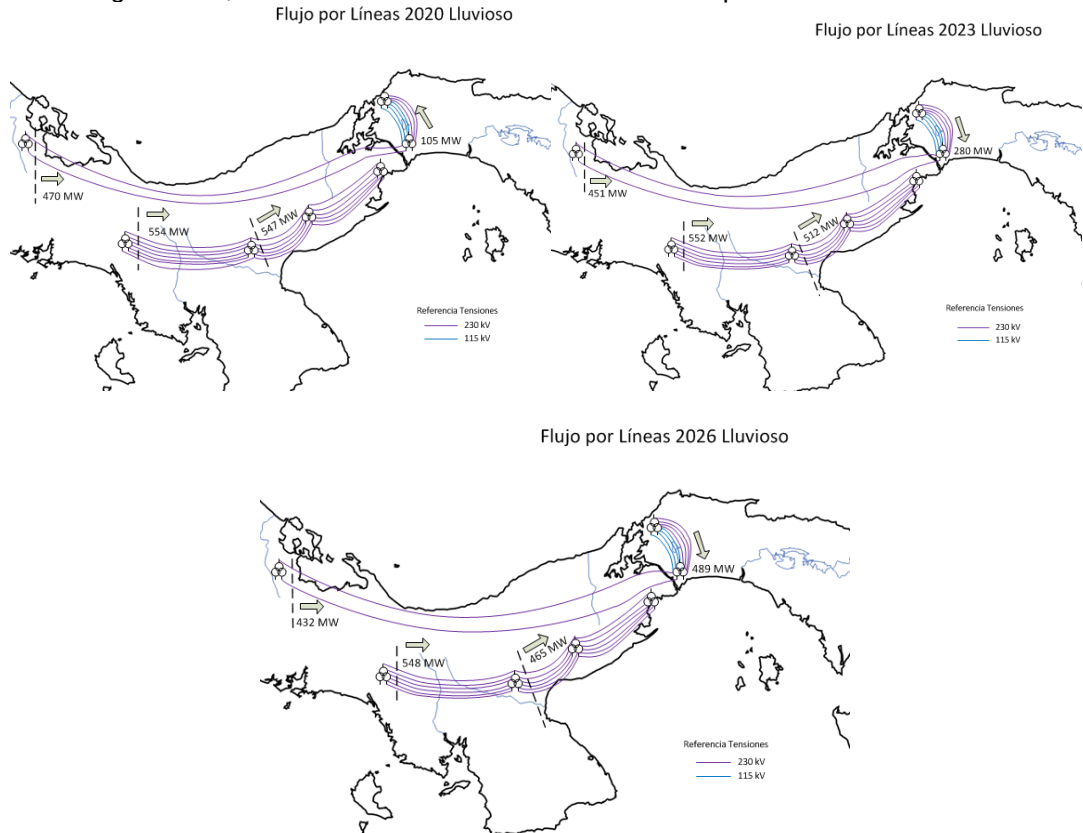
Alternativa de crecimiento conservador de la 1B

- 2020, seco, DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1
- 2020, lluvioso, DT 500 kV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1 (OPERADA EN 230 kV)
- 2020, lluvioso, DT 500 kV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2 (OPERADA EN 230 kV)
- 2025, seco, DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2

Este escenario genera las siguientes transferencias por los principales corredores:



Figura 9.14, Escenario conservador- Resultados del plan en la Alternativa 1B



Alternativa de crecimiento conservador de la 2a

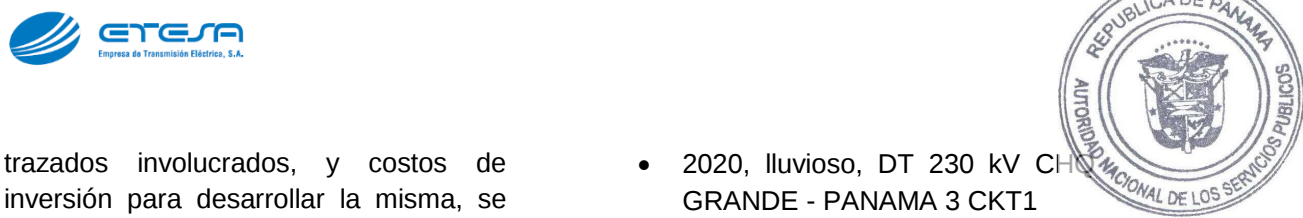
- 2020, seco, Un circuito entre las EETT Sabanitas y Panamá 3
- 2020, lluvioso, Doble terna entre las EETT Chiriquí Grande y Guasquitas
- 2020, lluvioso, Un circuito entre las EETT Guasquitas y Veladero
- 2020, lluvioso, Un circuito entre las EETT DT 230 KV PUNTA RINCON - PANAMÁ 3 (Plan ETESA)
- 2020, lluvioso, DT 230 kV VEL-SBA-LSA-ECO-BUR-PAN3-PAN2

REPOTENCIACIÓN 400 MVA (Plan ETESA)

- 2020, lluvioso, DT 230 kV VEL-BEV-LSA-EHI-CHO-PAN
- REPOTENCIACIÓN 608 MVA (ETESA)
- 2025, seco, 2 DO CKT 230 KV SABANITAS - PANAMÁ 3
- 2025, lluvioso, SVC VELADERO 50 MVar

Como se mencionó anteriormente, los requerimientos de esta alternativa resultan excesivos, dado lo complejo que es incrementar la capacidad en los corredores existentes, obras, costos operativos durante la ejecución (línea 1),

NA



trazados involucrados, y costos de inversión para desarrollar la misma, se desestima el análisis adicional.

Alternativa de crecimiento conservador de la 2B

- 2020, seco, DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1

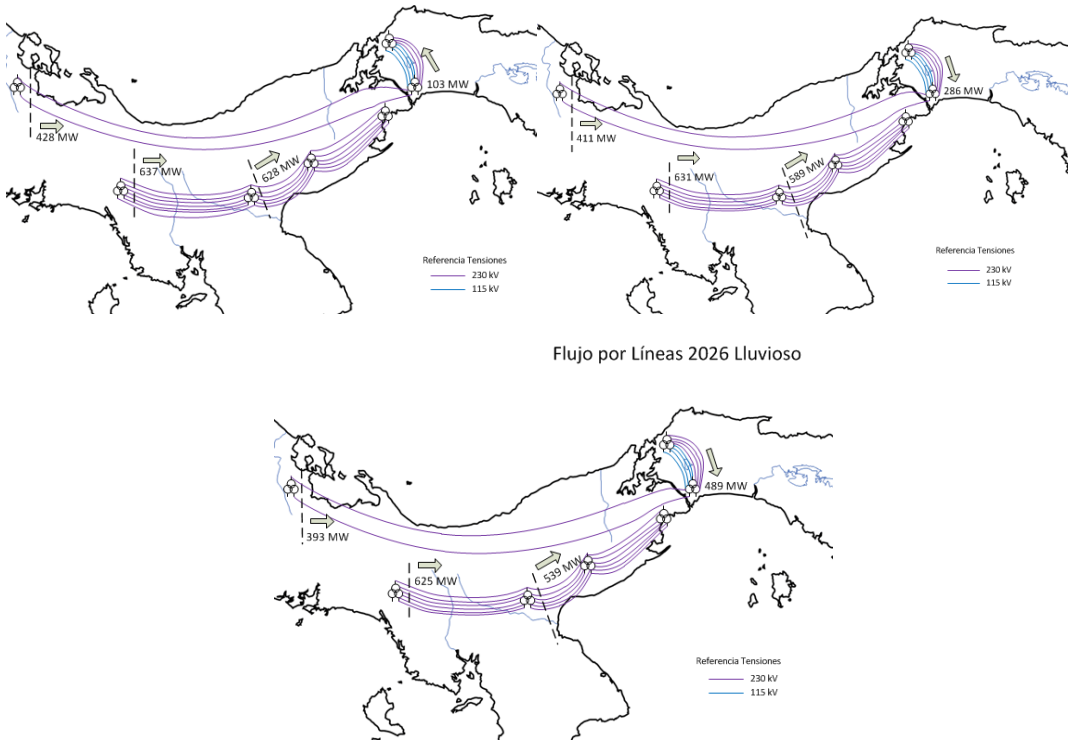
- 2020, lluvioso, DT 230 kV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1
- 2020, lluvioso, DT 230 kV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2
- 2025, seco, DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2

Este escenario genera las siguientes transferencias por los principales corredores:

Figura 9.15, Escenario conservador- Resultados del plan en la Alternativa 2B

Flujo por Líneas 2020 Lluvioso

Flujo por Líneas 2023 Lluvioso

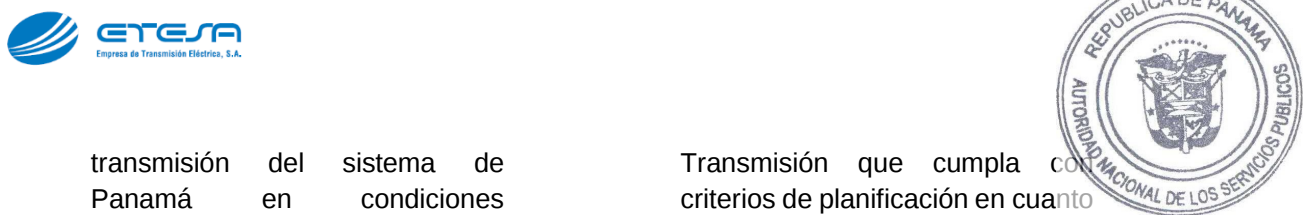


Desempeño eléctrico de las Alternativas de Plan de Expansión de Transmisión

En relación a los resultados de los estudios eléctricos que se hicieron sobre las alternativas propuestas, y

particularmente no desarrollar ninguna de ellas, se puede mencionar:

- Se analizó la operación del sistema de transmisión, para ello se verificaron las condiciones de



transmisión del sistema de Panamá en condiciones operativas a partir de los despachos correspondientes estimados en la planificación de la generación.

- Se verificó que no planificar las necesidades del SPT en el largo plazo implicaría no cumplir con los criterios que determina el Reglamento de Transmisión en cuanto a sobrecargas y tensiones (que se encuentren dentro de rangos admisibles), tanto en el caso de red incompleta (N-1), y en algunos casos del largo plazo de red completa (N). Esto motiva que se definan nuevas ampliaciones con el objetivo de mitigar estas condiciones operativas y permitan el crecimiento del sistema cumpliendo criterios operativos y de seguridad.
- Utilizando los resultados del análisis anterior, se identifican proyectos candidatos para la expansión del SPT que garantizan la viabilidad de los despachos antes calculados³. Esto se implementa por medio de la duplicación/repotenciación de circuitos existentes que muestran sobrecargas y la adición al sistema de transmisión de nuevos circuitos.
- Se propusieron alternativas que permitan elaborar un Plan de Expansión del Sistema de

Transmisión que cumpla con los criterios de planificación en cuanto a criterios operativos y de seguridad.

- Se evaluaron los planes de expansión del SPT, considerando los proyectos candidatos identificados, con el sentido de verificar si los mismos son capaces de viabilizar el conjunto de condiciones operativas correspondientes a los despachos estimados en la planificación de la generación.
- Se analizaron escenarios que consideran los compromisos regionales de importación de 300 MW, junto al resultado del despacho de Panamá de gran transferencia desde la zona de occidente hacia la zona del oriente.
- De estudios de análisis estáticos (flujos de potencia, ACCC, y estabilidad de tensión) y dinámicos, se desprende el siguiente detalle:
 - Los escenarios analizados mostraron condiciones aceptables dentro de los valores admitidos por el Reglamento de Transmisión en condiciones de red completa (N).
 - En el análisis de red incompleta, verifica que se obtiene un valor de los

³ Buscar el sistema de transmisión que construido permita la implementación de los despachos evaluados en la etapa de planificación de la expansión del sistema de

generación es determinar el sistema de transmisión que permita la optimización de la generación hidráulica.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be the initials 'NA' followed by a stylized flourish.



- principales parámetros de red dentro de las bandas permitidas, por lo que se puede concluir que los planes, y las ampliaciones correspondientes, cumplen el criterio de seguridad operativa N°1.
- En cuanto a las simulaciones dinámicas, para el grupo de fallas simuladas, en los resultados se observa en general una adecuada respuesta al control de tensión y una evolución estable del ángulo de las principales máquinas del sistema, y no se observan pérdidas de sincronismo y oscilaciones no amortiguadas de la frecuencia.
 - El estudio de estabilidad de tensión se observa que una respuesta estable en todos los nodos y todos los escenarios analizados, observándose un margen de reserva de potencia reactiva aceptable.

ANALISIS ECONOMICOS DE LAS ALTERNATIVAS

Resultados de los costos operativos de los Planes de Expansión

Para evaluar los planes se hicieron simulaciones de la operación económica del sistema panameño con el sentido de analizar los costos operativos que

resultan de considerar los planes identificados como Alt 1A, Alt1B y Alt 2B. Como se mencionó anteriormente, la alternativa 2A se descartó debido a los requerimientos excesivos de la misma

En el modelo SDDP se simuló la red sin pérdidas, dado que las pérdidas están representadas sobre el valor de la demanda en la base de datos, y se considera que ese valor de pérdidas es equivalente a una red adecuada a los requerimientos de la demanda. Particularmente, determina que ésta red genera un valor porcentual de pérdidas equivalente a la desarrollada en la Alternativa 1A. Sin embargo, desarrollar la Alternativa 1B y Alternativa 2B, de acuerdo a lo mostrado en el apartado correspondiente, significa para el sistema que se incrementen los valores de pérdidas por las características de la red.

En este sentido, es necesario realizar una adaptación que permita impactar estos cambios en el valor de pérdidas y en el costo que representan, mostrando efectivamente las diferencias las alternativas. Para ello la valorización de la Alternativa 1B y 2B se sumó un valor incremental de pérdidas de lo que resultaron estas alternativas respecto de la 1A (red adecuada). Este valor incremental se impactó en los años correspondientes, considerando que el traspaso de la Alternativa 1B a 500 kV, luego del 2014 no genera pérdidas incrementales, ya que es equivalente a la red de la Alternativa 1A.

Los conceptos involucrados que hacen al valor total del costo operativo son:

NA



- Oper.Cost - Costos directos involucrados en la producción de energía (Combustibles + Transporte+ O&M+etc.);
- Defic.Cost - Costos de déficit (no suministro de la demanda);
- Emission Cost - Costos de emisión de CO2 (Emission Cost);
- IrrigPenal - Costos relacionados a penalidades por el no cumplimiento de restricciones de riegos de hidroeléctricas;
- SpillPenal - Costos relacionados a penalidades de vertimiento;
- Fut.Cost - Costos operativos (1, 2, 4, 5 y 6) durante los años adicionales que se agregan al horizonte de planificación para representar la operación futura del sistema (no incluido en los resultados siguientes).

Los costos futuros no se consideran en el proceso de evaluación económica, visto que los años adicionales se agregan al sistema solamente para representar correctamente la operación de los embalses en los últimos años de planificación. Es decir, en caso que no se considere este "horizonte adicional" el sistema utilizaría toda el agua de los embalses para suministrar la demanda de los últimos años y esto no sería real, visto que el sistema seguirá operando después de 2030.

El resultado de la operación económica del Caso de Referencia se obtiene:

Tabla 9.4, Costos Alt. 1A

Costos Alt 1A (Miles Dolares)	
C.Operac	3.038.267
C.Deficit	186.457
PenVertim.	191
PenRiego	8.389
C.Emission	164.986
Total	3.398.290

Tabla 9.5, Costos Alt. 1B

Costos Alt 1B (Miles Dolares)	
C.Operac	3.038.108
C.Deficit	186.458
PenVertim.	191
PenRiego	8.394
C.Emission	165.045
Total	3.398.195

Tabla 9.6, Costos Alt. 2B

Costos Alt 2B (Miles Dolares)	
C.Operac	3.038.791
C.Deficit	186.457
PenVertim.	191
PenRiego	8.411
C.Emission	164.578
Total	3.398.427

Luego, con el resultado de los costos operativos totales y la valorización de las ampliaciones que componen cada alternativa de plan, se evaluó económicamente cuál de ellos resulta en mayor beneficio para el sistema.

NA



Resultado de la Alternativa 1a

Tabla 9.7, Análisis de las inversiones en la Alternativa 1A

Nombre Proyecto	Costo Inversión (kUS\$)	Cronograma Pagos					Costo Inversión Ajustado (kUS\$)	Vida Útil (años)	Año Entrada Operación	Costo Inversión Anual (kUS\$)	Valor Presente Inversión (2014)	Pagos Asociados a la Inversión del Plano de Expansión															
		0.4	0.5	0.1																							
		2016	2017	2018	2019	2020						2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030						
DT 230 KV SABANITAS-PANAMA3 CKT1	62,785	25,114	31,393	6,279	72,941	30	2020	9,055	36,966	-	-	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219
DT 500 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3	264,404	105,762	132,202	26,440	307,174	30	2020	38,134	155,672	-	-	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400
(opera en 500 kv)	186,207	74,483	93,103	18,621	216,327	30	2020	26,856	109,632	-	-	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409
SVC 250 MVar	42,887	17,155	21,444	4,289	49,824	30	2026	6,185	9,089	-	-	-	-	-	-	-	-	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931
SVC 50 MVar	8,577	3,431	4,289	858	9,965	30	2026	1,237	1,818	-	-	-	-	-	-	-	-	986	986	986	986	986	986	986	986	986	986
DT 230 KV SABANITAS-PANAMA3 CKT2	12,542	5,017	6,271	1,254	14,571	30	2025	1,809	3,240	-	-	-	-	-	-	-	-	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442
CS 230 KV PANAMA-PANAMA3 CKT3	13,010	5,204	6,505	1,301	15,115	30	2026	1,876	2,757	-	-	-	-	-	-	-	-	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496

Valor presente total de la inversión es de: 319.175 Miles de Dólares

Resultado de la Alternativa 1b

Tabla 9.8, Análisis de las inversiones en la Alternativa 1B

Nombre Proyecto	Costo Inversión (kUS\$)	Cronograma Pagos			Costo Inversión Ajustado (kUS\$)	Vida Útil (años)	Año Entrada Operación	Costo Inversión Anual (kUS\$)	Valor Presente Inversión (2014)	Pagos Asociados a la Inversión del Plano de Expansión														
		0.4	0.5	0.1						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
DT 230 KV SABANITAS-PANAMA3 CKT1	62785	25,114	31,393	6,279	72,941	30	2020	9055.18	36,966	-	-	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219
DT 500 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3	264404	105,762	132,202	26,440	307,174	30	2020	38133.7	155,672	-	-	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400	30,400
(opera en 500 kv)	186207	74,483	93,103	18,621	216,327	30	2024	26855.7	57,793	-	-	-	-	-	-	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409	21,409
Perdidas de incrementales									51,521	-	-	-	-	-	-	29,894	29,894	29,894	29,894	-	-	-	-	-
SVC 250 MVar	42887	17,155	21,444	4,289	49,824	30	2026	6185.38	9,089	-	-	-	-	-	-	-	-	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931
SVC 50 MVar	8577	3,431	4,289	858	9,965	30	2026	1237.08	1,818	-	-	-	-	-	-	-	-	986	986	986	986	986	986	986
DT 230 KV SABANITAS-PANAMA3 CKT2	12542	5,017	6,271	1,254	14,571	30	2025	1808.87	3,240	-	-	-	-	-	-	-	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442
CS 230 KV PANAMA-PANAMA3 CKT3	13010	5,204	6,505	1,301	15,115	30	2026	1876.41	2,757	-	-	-	-	-	-	-	-	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496

Valor presente total de la inversión es de: 318.856 Miles de Dólares

NP



Resultado de la Alternativa 2b

Tabla 9.9, Análisis de las inversiones en la Alternativa 2B

Nombre Proyecto	Costo Inversión (kUS\$)	Cronograma Pagos			Costo Inversión Ajustado (kUS\$)	Vida útil (años)	Año Entrada Operación	Costo Inversión Anual (kUS\$)	Valor Presente Inversión (2014)	Pagos Asociados a la Inversión del Plano de Expansión																
		40%	50%	10%						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
DT 230 KV SABANITAS-PANAMA3 CKT1	62,785	25,114	31,393	6,279	72,941	30	2020	9,055	36,966	-	-	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	7,219	
DT 230 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1	69,879	27,951	34,939	6,988	81,182	30	2020	10,078	41,142	-	-	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	
DT 230 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2	69,879	27,951	34,939	6,988	81,182	30	2020	10,078	41,142	-	-	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	8,034	
DT 230 KV PUNTA RINCON - PANAMA 3 CKT1	29,310	11,724	14,655	2,931	34,051	30	2024	4,227	9,097	-	-	-	-	-	-	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	
LT 230 KV PUNTA RINCON - PANAMA 3 CKT2	29,310	11,724	14,655	2,931	34,051	30	2024	4,227	9,097	-	-	-	-	-	-	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	
SVC PANAMA 3 200 MVAr	42,887	17,155	21,443	4,289	49,824	30	2023	6,185	15,809	-	-	-	-	-	-	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	4,931	
Pérdidas Incrementales									129,017	-	-	-	-	-	-	40,241	40,241	40,241	40,241	40,241	40,241	40,241	40,241	40,241	40,241	
DT 230 KV adicional CHG-PAN3 C11	76,866	30,746	38,433	7,687	89,300	30	2026	11,086	16,290	-	-	-	-	-	-	-	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	
DT 230 KV adicional CHG-PAN3 C12	76,866	30,746	38,433	7,687	89,300	30	2026	11,086	16,290	-	-	-	-	-	-	-	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	8,838	
PAN-PAN3 subterranes	13,010	5,204	6,505	1,301	15,114	30	2026	1,876	2,757	-	-	-	-	-	-	-	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	
DT 230 KV SABANITAS-PANAMA3 CKT2	12,542	5,017	6,271	1,254	14,571	30	2025	1,809	3,240	-	-	-	-	-	-	-	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	

Valor presente total de la inversión es de: 320.847 Miles de Dólares

Conclusiones del Plan Largo Plazo

De acuerdo a los valores observados, y a partir de considerar el costo de inversión y operativos que significa desarrollar los planes, se concluye que el Plan en su Alternativa 1B resulta en un mayor beneficio. La alternativa 1B de la de menor costo para desarrollar las ampliaciones sobre el sistema que permitan cubrir los requerimientos de abastecimiento y alcanzar el cumplimiento establecido en la normativa vigente en cuanto a los criterios operativos y de seguridad de red.

Tabla 9.10, Análisis económico de las Alternativas

Alternativas (Miles \$)	Costos Operativos	VP Inversion	Total
1A	3,398,290	319,175	3,717,464
1B	3,398,195	318,856	3,717,052
2B	3,398,427	320,847	3,719,274

En resumen, el PESPT recomendado para desarrollar en el periodo 2026 es:

NP



Tabla 9.11, Plan de Expansión Recomendado

Ingreso	Plan
Jan-20	DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT1
Jul-20	DT 500 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT1 (transformadores+reactores) (*)
Jul-20	DT 500 KV CHQ GRANDE - PANAMA 3 CKT2 (transformadores+reactores) (*)
Jan-25	DT 230 kV SABANITAS-PANAMA3 CKT2

Ingreso	Incrementos al 2026
Jul-26	Cable Subterráneo 230 kV PANAMA-PANAMA3 CKT3
Jul-26	SVC 250 MVar EN PANAMÁ 3
Jul-26	SVC 50 MVar EN CHIRIQUÍ GRANDE

(*) Consiste en pasar esta alternativa a operar en 500 kV en el año 2024, que incluye las obras necesarias de

transformación y reactores de línea y de barra para operar los circuitos en 500 kV. Luego, para el año 2026 es equivalente a la Alternativa 1A.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Página No. 74	Plan de Expansión de Transmisión 2016 - 2030 8 de agosto de 2016
---------------	---



CAPITULO 10 PLAN DE EXPANSION DE LARGO PLAZO

Tomando en cuenta el nuevo escenario de generación que considera las centrales generadoras hidro, obtenemos de los análisis realizados, que es necesario desarrollar los siguientes proyectos, de modo que el sistema de transmisión tenga la capacidad para transportar toda la generación de estas centrales, cumpliendo con las normas de calidad establecidas en el Reglamento de Transmisión.

Las ampliaciones identificadas en el largo plazo, 2018 – 2024, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

1 Subestación Burunga 230 KV

Debido al incremento de carga en el área de Panamá Occidente, Gas Natural Fenosa necesita la alimentación por medio de una nueva subestación de 230 KV. ETESA construirá el patio de 230 KV de esta subestación, mientras que Gas Natural Fenosa instalará los transformadores y patios de baja tensión para la alimentación de sus clientes en el área.

Inicio de proyecto: enero de 2018
Inicio de Operación: enero de 2020

Costo Estimado: B/. 12,192,000

2 Subestación Panamá III 230 KV

Debido al incremento de generación térmica en la provincia de Colón, con la entrada en operación para el 2017 de la central de ciclo combinado de Gas Natural Licuado (GNL), con capacidad de 660 MW, además de la posible adición de generación a base de carbón en los

próximos años, será necesaria una nueva subestación en el área de la ciudad de Panamá, para poder recibir la generación desde Colón y las líneas provenientes de la zona atlántica, ya que sería muy complicada la entrada de nuevas líneas de transmisión en la S/E Panamá II, debido a que ésta se encuentra prácticamente rodeada y no se cuenta con rutas de acceso.

Con este propósito se ha considerado la construcción de una nueva subestación Panamá III 230/115 kV, ubicada a 3.13 km de la subestación Panamá. Esta subestación seccionará la línea de Guasquitas - Panamá II y también la Tercera Línea Veladero – Panamá. De esta forma contará con conexión a las subestaciones Panamá y Panamá II, brindando mayor confiabilidad al suministro de la demanda.

De manera adicional, se busca brindar un punto de acceso a las empresas distribuidoras en el centro de carga en búsqueda de la descentralización de la concentración de carga que se tiene actualmente en la subestación Panamá y a futuro mallar el sistema de transmisión en el centro de carga. Por lo tanto esta subestación contará con dos transformadores de potencia de 175 MVA (230/115 kV).

Esta subestación contará inicialmente con 4 naves de 3 interruptores para el seccionamiento de las líneas a Panamá (tercera línea) y Panamá II (línea dos), tres naves para la conexión de los tres circuitos a la central Ciclo Combinado de Gas Natural (cada una con dos interruptores) y dos naves con dos interruptores para la conexión de los dos

NA



transformadores de potencia para servicio en 115 kV.

Inicio de proyecto: enero de 2014
Inicio de Operación: diciembre de 2019

Costo Estimado: B/. 58,871,000

3 Línea Sabanitas - Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV

Para el año 2020 se estima la adición de Capacidad Instalada (MW) a de gas natural para lo cual la Provincia de Colón se perfila como la zona ideal para la instalación de este tipo de centrales térmicas, debido a sus facilidades geográficas.

Estratégicamente, ETESA ha determinado que la mejor manera de evacuar la futura generación a instalarse en la Provincia de Colón, que permita además proveer de un corredor alternativo de abastecimiento a la Provincia de Panamá, es mediante una nueva línea de transmisión de 50 km aproximadamente a nivel de 230 kV desde Colón (Sabanitas). Esta línea de transmisión tiene un diseño para operar en 230 kV con conductor de alta temperatura de operación 1026 Drake ACCC de 717 MVA/circuito para condiciones normales de operación (180°C) y 818 MVA para emergencia (200°C). Para esto será necesario la construcción de la nueva S/E Sabanitas 230 KV, con dos naves de 3 interruptores para la línea proveniente de la central Costa Norte y las líneas hacia la S/E Panamá II y dos naves de dos interruptores, para la nueva línea hacia Panamá III.

Inicio de Proyecto: Enero de 2016
Inicio de Operación: Enero de 2020
Costo estimado: B/. 88,134,000

4 Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV (operada inicialmente a 230 KV)

Debido al incremento de generación hidroeléctrica, eólica y solar en el occidente del país entre los años 2014 – 2023, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se tendría un incremento de proyectos hidro, eólicos y solares de 1,000 MW, que sumado a los 1,240 MW existentes daría un total de 2,240 MW de generación, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

Tablas 10.1, Potencia Instalada occidente

Año	Incremento de Capacidad Hidro, Eólica y Solar (MW) en el Occidente del País
2013	1,240.0 (existentes)
2014	337
2015	172
2016	178
2017	9
2018	4
2019	102
2020	214
2022	18
2023	65
Total	2,240.00

Debido a que las líneas de transmisión que provienen del occidente del país, incluyendo la tercera linera, solo tienen capacidad para un total de 2,044 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión desde el occidente para poder transmitir de forma confiable, segura y eficiente toda la generación hacia los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón, cumpliendo con todas las normativas vigentes y con un despacho económico de acuerdo al orden de mérito de las unidades generadoras.



Para esto se ha considerado la construcción una cuarta línea de transmisión proveniente desde el occidente del país, en el área de Bocas del Toro, Subestación Chiriquí Grande, hasta una nueva subestación de transmisión en el área de la ciudad capital, Panamá III. Debido a las restricciones de rutas y servidumbres para el tendido de nuevas líneas de transmisión, se ha considerado que esta nueva línea sea de 500 KV y dos conductores 750 ACAR por fase, con una longitud aproximada de 330 km. Esta línea tendría una capacidad aproximada de 1,280 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,856 MVA en condiciones de emergencia.

Con esto se garantiza que el sistema de transmisión pueda transportar toda la generación hidroeléctrica, eólica y solar ubicada en el occidente de país a los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón hasta después del año 2030.

Para este proyecto, además de la construcción de esta nueva línea, será necesaria la construcción de un patio de 500 KV en la subestación Panamá III, con la adición de tres transformadores de potencia de 500 MVA cada uno, para cumplimiento del criterio de seguridad N-1 y un SVC en 230 kV de +250/-30 MVar. Se ha previsto la entrada en operación de esta línea inicialmente en 230 KV, en el año 2020, junto con la S/E Chiriquí Grande 203 KV y la ampliación necesaria en Panamá III 230 KV. Posteriormente, en el año 2024 será necesario energizar la línea en 500 KV, con las ampliaciones necearías de las subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III a 500 KV.

Inicio de proyecto: enero de 2016
Inicio de Operación: julio de 2020 (en 230 KV), enero 2024 (500 KV)
Costo total: B/. 246,747,000

Tabla 10.2, Costos de Inversión Chiriquí Grande – Panamá III

Línea Chiriquí Grande - Panamá III 500 KV	
Doble Circuito 2 X 750 ACAR	
	Miles de B/.
Suministro	99,546.41
Fundaciones	38,033.47
Derecho de vía	1,186.65
Montaje	40,038.34
Contingencias	17,880.49
Ingeniería y Administración	14,304.39
EIA	825.00
Diseño	5,364.15
Inspección	8,940.24
Indemnización	9,900.00
IDC	10,728.29
TOTAL	246,747.44

Subestación Chiriquí Grande	
500/230 KV	
	Miles de B/.
Suministro	59,892.22
Montaje	8,983.83
Obras Civiles Generales	14,973.06
Contingencias	4,192.46
Diseño	2,515.47
Ingeniería	3,353.96
Administración	3,353.96
Inspección	2,515.47
IDC	5,030.95
EIA	159.31
Terrenos	0.00
TOTAL	104,970.70

Subestación Panamá III	
500/230 KV	
	Miles de B/.
Suministro	55,853.56
Montaje	8,378.03
Obras Civiles Generales	13,963.39
Contingencias	3,909.75
Diseño	2,345.85
Ingeniería	3,127.80
Administración	3,127.80
Inspección	2,345.85
IDC	4,691.70
EIA	148.57
Terrenos	0.00
TOTAL	97,892.30

NA



SVC S/E PANAMA III 230 KV 250 MVAR	
Costo Estimado	B/. 42,887,000

5 Aumento de Capacidad de la Línea 1 (LT1): Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 kV

Según el Plan Indicativo de Generación 2014, para el año 2023 se contaría con un total de 2,240 MW de generación hidro, eólica y solar ubicada en el occidente del país, de la cual la mayor parte se deberá transmitir a los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón. Para que el sistema de transmisión proveniente desde el occidente pueda transmitir de forma confiable y segura la generación de las centrales ubicadas en esta área, junto a la nueva línea de 500 KV, será necesario el reemplazo de las líneas de transmisión Veladero – Llano Sánchez (230-5A/6A), Llano Sánchez – Chorrera (230-3B/4B) y Chorrera – Panamá (230-3A/4A) las cuales para esa fecha contarán ya con casi 50 años de operación, pasando así de su vida útil. Por tratarse estas líneas de las primeras en ser construidas a nivel de 230 KV, tienen una capacidad reducida de 247 MVA por circuito, por lo que se propone que las nuevas líneas tengan mayor capacidad, por lo menos de 500 MVA por circuito, con conductor de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC, brindando así el adecuado nivel de seguridad y confiabilidad de suministro, junto con la nueva línea de 500 KV.

Estado: nuevo proyecto
Inicio de Construcción: enero de 2020
Inicio de Operación: julio de 2020
Costo estimado; B/. 69,992,000

6 Aumento de Capacidad de la Línea 2 (LT2): Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 kV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el Occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2016 – 2019, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un incremento de proyectos hidro y solares de 489.77 MW, que sumado a los 1,172 MW existentes daría un total de 1,661.77 MW de generación solar e hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el Occidente, desde la Subestación de Veladero a Panamá II. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 350 MVA por circuito en condiciones de operación normal, solo será necesario realizar movimientos de tierra en sitios puntuales, cambio de herrajes o aisladores y de ser necesario, torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, permitiendo así el aumento de capacidad deseado. Se ha estimado que el costo total para aumentar la capacidad de esta línea, con longitud de 84.5 km será de aproximadamente B/. 6,908,000.

Estado: por licitarse
Inicio de Construcción: enero de 2017
Inicio de Operación: mayo de 2020
Costo estimado: B/. 6,908,000

7 Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Panamá III de 230 KV ya que para el año 2024 se presentan sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 KV entre Panamá – Panamá III. Para esto, debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha pensado en que el refuerzo sea a

NA



través de una línea subterránea de aproximadamente 3 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de una nave de dos interruptores de 230 KV.

COSTOS
Inicio del Proyecto: enero de 2020
Inicio de Operación: enero de 2024
Costo total estimado: B/. 13,020,000

8 Banco de Capacitores 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV

Para el soporte de potencia reactiva en el área de Colón, es necesario la instalación de un banco de capacitores de 20 MVAR en la S/E Santa Rita.

COSTOS
Inicio del Proyecto: enero de 2019
Inicio de Operación: enero de 2022
Costo total estimado: B/. 3,451,000

9 Reactor de 10 MVAR S/E Meteti 230 KV

Para el soporte de potencia reactiva en el área de Darién se hace necesario la instalación de un reactor de 10 MVAR en la S/E Meteti.

COSTOS
Inicio del Proyecto: enero de 2019
Inicio de Operación: enero de 2021
Costo total estimado: B/. 5,831,000

10 Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Cáceres de 116 KV con una tercera línea de transmisión subterránea ya que para el año 2024 se presentan sobrecargas en las líneas entre estas subestaciones, bajo ciertas condiciones de generación. Para esto,

debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha pensado en que el refuerzo sea a través de una línea subterránea de aproximadamente 1 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de un interruptor de 115 KV.

COSTOS
Inicio del Proyecto: enero de 2020
Inicio de Operación: enero de 2024
Costo estimado: 4,963,000

11 Sabanitas 230/115 KV y línea 115 KV Sabanitas – Santa Rita

Debido a que este es un proyecto a largo plazo, en revisiones posteriores del Plan de Expansión se verificará la necesidad de este proyecto, el cual depende de futuras plantas térmicas a instalarse en la provincia de Colón. Debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Colón, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Santa Rita y Sabanitas, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de sus límites permisibles de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. Este refuerzo consiste en la construcción de Sabanitas 230/115 KV y la conexión en 115 KV con la S/E Santa Rita mediante una línea de doble circuito. Este proyecto reemplaza la energización en 230 KV de la S/E Santa Rita.

COSTOS
Subestaciones:
Inicio del Proyecto: enero de 2018
Inicio de Operación: enero de 2025
Costo estimado: B/. 18,777,000

NA



12 Reparación de Transformadores de S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Chorrera

Con el objetivo de contar con transformadores de respaldo en las subestaciones del interior del país, se ha decidido enviar a reparar algunos de los transformadores que se están reemplazando en las subestaciones Progreso, Mata de Nance. Llano Sánchez y Chorrera.

COSTOS
Inicio del Proyecto: enero de 2018
Inicio de Operación: enero de 2021
Costo total estimado: B/. 5,000,000

13. Subestación El Coco 230 KV

La empresa Unión Eólica Panameña (UEP) construyó el Parque Eólico Penonomé, con capacidad instalada de 270 MW (y posibilidad de ampliación). Para la conexión de este parque eólico, UEP construyó la Subestación El Coco, en esquema de interruptor y medio con tres naves, dos para la conexión de los dos circuitos de ETESA 230-12/13, los cuales se seccionan en esta subestación y una nave para la conexión de los dos transformadores elevadores de 230/34.5 KV a través de los cuales se inyectará la generación eólica. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del Sistema Principal de Transmisión (SPT), por lo que será necesaria la adquisición de las tres naves de 230 KV y los transformadores. El costo estimado para estas dos naves de interruptor y medio, 230 KV es de B/. 20,710,000.

14. Subestación La Esperanza 230 KV

La empresa AES Panamá construyó la central hidroeléctrica Changuinola I, con

capacidad de 223 MW. Para la conexión de esta central, AES construyó la Subestación la Esperanza y a la vez 8.5 km de línea de doble circuito, 230 KV, extendiendo el circuito 230-20 hasta dicha subestación. De manera similar a el caso de UEP, ETESA debe adquirir la nave de 230 KV de la Subestación La Esperanza y la línea de 230 KV, doble circuito de 8.5 km que se extendió desde el circuito 230-20. El costo estimado para esta nave de interruptor y medio, 230 KV y la línea de 8.5 km, doble circuito 230 KV es de B/. 6,813,000.

15. Subestación 24 de diciembre 230 KV

La empresa de distribuidora ENSA, que posee la concesión para el servicio de Distribución de Energía Eléctrica en el sector Norte-Este del país, tiene dentro de sus planes de expansión para el año 2014, la entrada en operación de una nueva Subestación en el sector 24 de diciembre, la cual repartirá carga que actualmente es alimentada mediante las S/E Tocumen y Geehan.

ENSA ha cumplido con las normativas al entregar la información solicitada en el Reglamento de Transmisión con su respectivo estudio eléctrico, el cual demuestra la correcta operación de la S/E 24 de diciembre sin desmejorar las condiciones operativas del SIN, por lo cual ETESA le ha otorgado la viabilidad de conexión definitiva al proyecto. En este estudio eléctrico se ha indicado que el punto de conexión de la nueva Subestación es seccionando el circuito 230-2A (Panamá II – Bayano).

El proyecto consiste en una extensión de aproximadamente 0.6 Km de doble circuito aéreo (integrado al anillo Panamá II – Pacora – Bayano) y un transformador 230/13.8 KV con capacidad de 30/40/50 MVA y con conexión Y-Y aterrizado.



La Subestación 24 de diciembre es en esquema Interruptor y medio, y contará con dos naves, una con 3 interruptores para el seccionado del circuito 230-2A y la otra con dos interruptores para la conexión del transformador que alimentará la carga a 13.8 KV. La nave y todos los equipos asociados que seccionan el circuito 230-2A pasarán a ser activos de ETESA tal cual solicita la ASEP, por entrar a ser parte del Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión. El costo estimado para esta nave de interruptor y medio, 230 KV es de B/. 5,300 ,000.

16. Subestación Cañazas 230 KV

La empresa Petroterminales de Panamá (PTP) construyó una subestación para alimentar sus instalaciones en Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro, la cual se conecta a las líneas de transmisión 230-29 y 230-30 de ETESA. Esta subestación tiene un esquema de anillo con tres interruptores 230 KV y un transformador 230/34.5 KV de 50 MVA conectado a la barra B de esta subestación. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del SPT, por lo que será necesaria la adquisición del patio de 230 KV de esta subestación. El costo estimado para el patio de 230 KV de la misma es de B/. 3,829,000.

17. Subestación Barro Blanco 230 KV

La empresa Generadora del Istmo, S.A. (GENISA) construirá la central hidroeléctrica Barro Blanco, con capacidad aproximada de 29 MW. Para la conexión de este proyecto, construirá la S/E Barro Blanco 230 KV, que seccionará el circuito 203-6A (Veladero – Llano Sánchez). Esta subestación será con esquema de interruptor y medio, con una

nave seccionando este circuito de ETESA y otra para la conexión de la central generadora. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del SPT, por lo que será necesaria la adquisición de esta nave de 230 KV. El costo estimado de la misma es de B/. 5,318,000.

18. Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV

La empresa Gas Natural Atlántico S. A. (GANA) construirá la central termoeléctrica Costa Norte, con capacidad de 381 MW. Para la conexión de este proyecto, construirá una línea de transmisión de aproximadamente 15 km con conductor de alta temperatura 1026 Drake ACCC para conectarse a la línea de 230 KV de Santa Rita – Panamá II, quedando así esta línea desconectada de Santa Rita. Esta línea formará parte del Sistema Principal de Transmisión, por lo que será necesaria la adquisición de la misma. El costo estimado de la misma es de B/. 20,583,000.

19. Repotenciación de las líneas 115-1,2,3 y 4

La empresa AES repotenció las líneas 115-1B, 115-1C, 115-2B, 115-3A, 115-3B, 115-4A y 115-4B mediante el cambio de conductor a un 605 ACSS de alta temperatura de operación. En vista de que estas líneas son propiedad de ETESA y forman parte del Sistema Principal de Transmisión, es necesario reembolsar estos costos a AES. El costo total es de B/. 9,960,00.

20. Línea Progreso – Burica – Portón - Dominical

La empresa Hidroburica, S.A. construirá el proyecto hidroeléctrico Burica y para la conexión del mismo propone la



construcción de una línea de Progreso – Burica – Portón –Dominical, formando así un anillo eléctrico entre Progreso y Dominical. Esta línea formaría parte del Sistema Principal de Transmisión, por lo que sería necesaria la compra de la misma, además de los patios de las subestaciones en las cuales entra y sale la línea. El costo total de estas ampliaciones sería de B/. 16,660,000.

21. Línea Bocas el Toro – Chiriquí Grande 230 KV

La empresa Bocas del Toro Energía, S.A. construirá el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II) con una capacidad de 223 MW, para la conexión del mismo propone la construcción de una línea 230 KV desde el proyecto Bocas del Toro a la SE/ Chiriquí Grande, de aproximadamente 48 km. Esta línea será propiedad de ETESA por lo que será necesaria su adquisición, además de las ampliaciones en el patio de Chiriquí Grande. El costo total de la misma es de B/. 21,080,000.



CAPITULO 11 PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las ampliaciones del sistema de comunicaciones determinada en el horizonte de corto plazo son las presentadas en la siguiente tabla. En el Anexo III-X se presenta la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.													
PLAN DE INVERSIÓN													
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN													
(MILES DE B/.)													
	DESCRIPCIÓN	hasta 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
82	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	3,866.31	1,493.70	694.78	1,431.83	3,646.00	2,086.00	2,037.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15,255.62
83	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO		121		150	150							421
84	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA		41	440									481
85	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	457	91	50	50	50	50						748
86	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	2,455	125										2,580
87	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT CHEPO - METETI				250	500							750
88	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT 230-20y30				250	250							500
89	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	99	92										191
90	REPOSICION DE RECTIFICADORES	160	173	145	132								609
91	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	696	719										1,415
92	REPOSICION DE TORRES		131										131
93	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS			60									60
94	REPOSICION DE OPGW LT GUASQUITAS - PANAMA II					2,036	2,036	2,037					6,109
95	REPOSICION DE HILO DE GUARDA CONVENCIONAL POR OPGW MDN-VEL				600	660							1,260

NP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPITULO 12 PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-X en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A. PLAN DE INVERSIÓN PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (MILES DE B/)													
	DESCRIPCIÓN	hasta											
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
97	PLAN DE REPOSICIÓN	1,477.00	6,127.34	2,108.35	8,548.87	15,039.00	9,680.00	4,308.00	0.00	0.00	0.00	0.00	47,288.56
98	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	1,477.00	6,127.34	2,108.35	7,436.87	13,248.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30,397.56
99	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	74	89										163
100	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA					3,863							3,863
101	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA					4,074							4,074
102	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA					3,168							3,168
103	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	81	846	102									1,029
104	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	369	1,210										1,579
105	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	948	105										1,053
106	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	5	1,501										1,506
107	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV				740	150							890
108	REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS, DE CAPACITORES 230 KV LLS Y PAN II				1,500								1,500
109	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV			71									71
110	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV				309								309
111	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV				370								370
112	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLS 230 KV				236								236
113	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV				303								303
114	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV		31										31
115	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV			18									18
116	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV			63	64								127
117	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV		320										320
118	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV		454	150									604
119	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV			54	160								213
120	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV Y 115 KV				368								368
121	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E CHORRERA			111	65								176
122	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN				600	600							1,200
123	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II		921										921
124	REEMPLAZO EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA		155										155
125	REEMPLAZO DE EQUIPO DE PRUEBAS		288										288
126	REEMPLAZO DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS				193	93							286
127	REEMPLAZO MAQUINA REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSFORMADOR			200									200
128	REEMPLAZO MAQUINA EXTRACCION Y FILTRADO DE SF6				150								150
129	EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES				700								700
130	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES		207	139									346
131	SISTEMA DE MONITOREO DE CONTAMINACION DE AISLADORES			500	500	500							1,500
132	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E MATA DE NANCE				180								180
133	CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL			700	1,000	800							2,500

NP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

NA



CAPITULO 13 PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-X en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A. PLAN DE INVERSIÓN PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (MILES DE B/.)														
	DESCRIPCIÓN	hasta												
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL	
134	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	0.00	0.00	0.00	1,112.00	1,791.00	9,680.00	4,308.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16,891.00	
135	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA				20	950	3,308	475					4,753	
136	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV						2,986	565					3,551	
137	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV				1,092	668	667	565					2,992	
138	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2					173	219	203					595	
139	REPARACIÓN DE TRANSFORMADORES CHO, LLS, MDN, PROG						2,500	2,500					5,000	

MP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPITULO 14 PLAN DE PLANTA GENERAL

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta general. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-X en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/)

	DESCRIPCIÓN	hasta											TOTAL
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
158	PLAN DE PLANTA GENERAL	0.00	3,364.00	6,080.00	4,481.00	4,528.00	3,951.00	4,507.00	8,240.00	0.00	0.00	0.00	35,151.00
159	EDIFICIO-ETESA			1,600	540	540	540	540	8,240				12,000
160	EQUIPO DE INFORMATICA		1,739	3,600	2,650	2,560	2,560	3,030					16,139
161	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR		1,625	880	891	818	851	937					6,002
162	TALLER DE S/E VELADERO					265							265
163	TALLER DE S/E PANAMA II					265							265
164	SALON DE REUNIONES VALBUENA					80							80
165	SUBESTACION PANAMA				400								400

MP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPITULO 15 PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta de ampliaciones de conexión. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-X en el cual se incluye la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.													
PLAN DE INVERSIÓN													
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN													
(MILES DE B/.)													
	DESCRIPCIÓN	hasta											
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
141	SISTEMA DE CONEXIÓN	407.00	4,390.39	4,096.29	2,524.35	4,592.00	4,069.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20,079.03
142	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	407	3,029	633									4,069
143	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA		407	2,768	894								4,069
144	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)		438										438
145	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA					4,069							4,069
146	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA						4069						4,069
147	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV		385	43									428
148	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 34.5 KV				350	150							500
149	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV			95									95
150	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV			141									141
151	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV		36		12								48
152	REEMPLAZO PTS S/E LL. SANCHEZ 34.5 KV				88								88
153	REEMPLAZO PTS S/E PROGRESO 34.5 KV		95										95
154	REEMPLAZO PTS S/E MATA DE NANCE 34.5 KV			44									44
155	REEMPLAZO CTS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV				809								809
156	AMPLIACION PATIO 34.5 KV S/E LLANO SÁNCHEZ			372	372	373							1,117

MP



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Página No. 92	Plan de Expansión de Transmisión 2016 - 2030 8 de agosto de 2016
---------------	---

NA



CAPITULO 16 CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Se presenta déficit de reserva reactiva en el sistema y restricción en la capacidad de transmisión en sentido Occidente-Oriente durante el periodo lluvioso. Esta condición operativa impide que se logre el despacho económico, ya que para operar el sistema de manera segura se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga. La condición permanecerá hasta que se dé el ingreso de la tercera línea de transmisión y la compensación reactiva que eleve las reservas del SIN para operar en un punto de estabilidad en caso de contingencias (N-1).

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE CORTO PLAZO (AÑOS 2016 – 2019)

Año 2016:

Se espera el ingreso de aproximadamente 80 MW de capacidad instalada en el plantel de generación.

El sistema de transmisión se refuerza mediante aumento de la capacidad de transformación y el ingreso de nuevas subestaciones. Los refuerzos mencionados permiten mejorar el despacho (seco y lluvioso), para todos los bloques de demanda, mas con ello no se eliminan las restricciones identificadas en los años anteriores por lo cual se presenta generación obligada en los escenarios analizados para mantener su operación de manera segura, sin violaciones a los criterios de calidad (voltaje y cargas en líneas) y seguridad (N-1).

Durante el periodo lluvioso, permanece la condición de déficit de reactivo en el sistema y restricciones en la capacidad de

transmisión en sentido Occidente-Oriente. Debido a ello no es posible lograr el despacho económico y se despacha generación obligada en el centro de carga. En todos los casos la contingencia más crítica es el disparo de la caldera de carbón en BLM y el T1 de El Coco en época seca.

Año 2017:

Se espera la adición neta de 580 MW de capacidad instalada en el plantel de generación del SIN, de los cuales 193 MW corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar al occidente del sistema. El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, a pesar que se adicionan refuerzos de compensación reactiva y la entrada en operación de la Tercera Línea, la deficiencia de reactivo es notable y el sistema dista de operar de manera confiable sin romper el despacho económico aún con la entrada de bancos de Capacitores en Chorrera y Panamá II.

Año 2018:

Se espera la adición neta de 532 MW de capacidad instalada en el plantel de generación del SIN, de los cuales 151 MW corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar al Occidente del sistema. El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema aún mantiene restricciones debido a limitación de

NA



potencia de los circuitos Mata del Nance – Veladero. Del mismo modo el flujo en dirección hacia el Atlántico provoca sobrecarga en las líneas Panamá – Cáceres, debido a la baja generación en este sector y provoca restricciones para un despacho económico.

Año 2019:

Se espera la adición neta de 349.5 MW de capacidad instalada en el plantel de generación del SIN, de los cuales 181 MW corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, eólica y solar al Occidente del sistema. Parte de esta generación incluye plantas en el área del Atlántico con menor costo y más eficientes, por lo que se reduce el flujo de potencia en las líneas Panamá – Cáceres, hacia este sector y elimina el problema de la sobrecarga en estas líneas. El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico, tanto en época seca como en lluviosa, para todos los bloques de demanda. Por lo tanto, se cumple con los criterios de calidad y seguridad operativa.

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE LARGO PLAZO (AÑOS 2020 – 2025)

Resultados similares al año 2019 se observan en el año 2020, como era de esperarse, que se ve incrementada la generación en el occidente debido a la incorporación de nueva generación principalmente hidráulica en el escenario de lluvioso, y por otro lado es de notar la importancia en el escenario de seca, la generación en la zona de Colón, norte de la ciudad de Panamá

Si se analiza el año 2023, se aprecia un notable incremento de generación despachada (económica, tipo ciclos combinados) en la zona de Colón respecto del año 2020. Esto se observa no solamente en el escenario de seca, sino también en el escenario lluvioso. Dado que no hay nuevas incorporaciones importantes en el occidente no se generan incrementos en el año 2023 por sobre el año 2020.

Finalmente, para el año 2026 se observa como resultado último una destacada incorporación de generación térmica de bajo costo que determina la generación despachada por zona. Destacando que no hay nueva generación en el occidente y todas las incorporaciones están vinculadas a combustibles fósiles en el oriente, inclusive en el escenario lluvioso.

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

En cuanto a la expansión de transmisión de corto y mediano plazo, al incluir los proyectos aprobados y en elaboración, se verifica que el sistema tiene suficiente capacidad de transporte para suplir sus requerimientos internos a partir del año 2019.

- Doble circuito Panamá II – Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV para diciembre del 2016.
- Adición del transformador T5 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV) para finales del 2016.
- Reemplazo del conductor 636 kcmil de tipo ACSR, en la línea 115-3y4 (Las Minas – Panamá) en 115 KV, por un conductor de alta temperatura, calibre 605 kcmil, tipo ACSS/AW (24/7).
- Adición del transformador T3 en Subestación Panamá II (230/115/13.8 KV) para octubre del 2016.



- Tercera Línea de Transmisión Tramo Veladero-Llano Sánchez-Chorrera Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito a completarse en su totalidad el 2017.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV para el 2017.
- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas para agosto del 2018.
- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera, con conductor DRAKE ACCC con capacidad de 770 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo de Mata de Nance a Progreso) en enero del 2018.
- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC por sus siglas en inglés). Uno en Subestación Llano Sánchez y otro en Subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, ambos con capacidad de +120 MVAR.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV para agosto del 2018.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 kV, circuito sencillo en octubre de 2018.
- Aumento de capacidad de la línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito mediante cambio de conductor de

alta temperatura 714 DOVE ACCC en febrero del 2019.

- Nueva línea de transmisión de integración del Darién. El proyecto contempla una Subestación Chepo, para alimentación de carga y conexión de futuros proyectos de generación y una línea simple en 230 kV Chepo – Metetí para septiembre de 2019.
- Adición del T2 en Subestación Changuinola. En julio de 2019.

En cuanto a la expansión de largo plazo se consideran los siguientes proyectos que garantizan el correcto funcionamiento del SPT:

- Subestación Burunga 230 KV en operación en enero de 2020.
- Nueva Subestación Panamá III en 230 KV para recibir la generación futura proveniente de occidente, en diciembre de 2019.
- Línea Sabanitas – Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV para evacuar la futura generación a instalarse en la Provincia de Colón, para enero de 2020.
- Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV para transportar la generación hidroeléctrica, eólica y solar ubicada en el occidente de país a los principales centros de carga, operada inicialmente en 230 KV en julio de 2020 y a partir de enero del 2024 en 500 KV.
- Aumento de Capacidad de la Línea 1 (LT1): Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 KV debido a que cumplen casi 50 años de operación, pasando así de su vida útil. En julio de 2020.
- Aumento de Capacidad de la Línea 2 (LT2): Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV en mayo de 2020.



- Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV en enero de 2024.
- Banco de Capacitores 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV para dar soporte de potencia reactiva. En enero de 2022.
- Reactor de 10 MVAR S/E Metetí 230 KV para el soporte de potencia reactiva. En enero de 2021.
- Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV, debido a las sobrecargas bajo ciertas condiciones de generación, para enero de 2024.
- Sabanitas 230/115 KV y línea 115 KV Sabanitas – Santa Rita, para reforzar el sistema de transmisión debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Colón, en enero de 2025.
- Reparación de Transformadores de S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Chorrera, para contar con transformadores de respaldo en las subestaciones del interior del país. Enero de 2021.
- Adquisición de la Subestación El Coco 230 KV de Unión Eólica Panameña, para el año 2021
- Adquisición de Subestación La Esperanza 230 KV, de AES Panamá para el año 2019.
- Adquisición de Subestación 24 de Diciembre de ENSA en el año 2020.
- Adquisición de Subestación Cañazas en el 2019.
- Adquisición de Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV para el 2023.
- Reembolso repotenciación de las líneas 115-1,2,3 y 4 para el 2021.
- Adquisición de la línea Progreso – Burica – Portón – Dominical en 2023, construida por Hidroburica.
- Adquisición de línea Bocas del Toro – Chiriquí Grande 230 KV, en 2024.



CAPITULO 17 RECOMENDACIONES

En el corto plazo entrarán en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciarán próximamente su ejecución. En largo plazo se plantean los proyectos en base a los análisis de los capítulos anteriores:

AÑO 2016

- Doble circuito Panamá II – Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV.
- Adición del transformador T5 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV).
- Reemplazo del conductor 636 kcmil de tipo ACSR, en la línea 115-3y4 (Las Minas – Panamá) en 115 KV, por un conductor de alta temperatura, calibre 605 kcmil, tipo ACSS/AW (24/7).
- Adición del transformador T3 en Subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).
- Tercera Línea de Transmisión Tramo Veladero-Llano Sánchez, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.

AÑO 2017

- Tercera Línea de Transmisión Tramo Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 500 MVA/circuito.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Chorrera 230 KV y 60 MVAR en S/E Panamá II 230 KV.

AÑO 2018

- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas.
- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera, con conductor DRAKE ACCC con capacidad de 770 MVA

por circuito en condiciones de operación normal. Reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo de Mata de Nance a Progreso).

- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC por sus siglas en inglés). Uno en Subestación Llano Sánchez y otro en Subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, ambos con capacidad de +120 MVAR.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 kV, circuito sencillo.

AÑO 2019

- Aumento de capacidad de la línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito mediante cambio de conductor de alta temperatura 714 DOVE ACCC.
- Nueva línea de transmisión de integración del Darién. El proyecto contempla la construcción de una nueva Subestación Chepo para alimentación de carga y conexión de futuros proyectos de generación y una línea simple en 230 kV Chepo – Metetí.
- Adición del T2 en Subestación Changuinola.
- Nueva Subestación Panamá III.
- Adquisición S/E La Esperanza.
- Adquisición S/E Cañazas

NA



AÑO 2020

- Subestación Burunga 230 KV.
- Línea doble circuito Sabanitas – Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV.
- Línea de doble circuito Chiriquí Grande – Panamá III (operada inicialmente en 230 KV).
- Aumento de Capacidad de la Línea 1 (LT1): Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 KV.
- Aumento de Capacidad de la Línea 2 (LT2): Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV.
- Adquisición S/E 24 de Diciembre.

AÑO 2021

- Reactor de 10 MVAR S/E Metetí 230 KV.
- Reparación de Transformadores de S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Chorrera.
- Adquisición S/E El Coco

AÑO 2022

- Banco de Capacitores 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV.
- Reembolso a AES de repotenciación Líneas 115-1,2,3 y 4.

AÑO 2023

- Adquisición de Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV.
- Adquisición de línea Progreso – Burica – Portón – Dominical.

AÑO 2024

- Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV.
- Energización en 500 KV de Línea Chiriquí Grande – Panamá III.
- Adquisición de línea Bocas del Toro – Chiriquí Grande 230 KV.

AÑO 2025

- S/E Sabanitas 115 KV y línea 115 KV Sabanitas – Santa Rita.



Anexo III-1
Resultado de las simulaciones Dinámicas



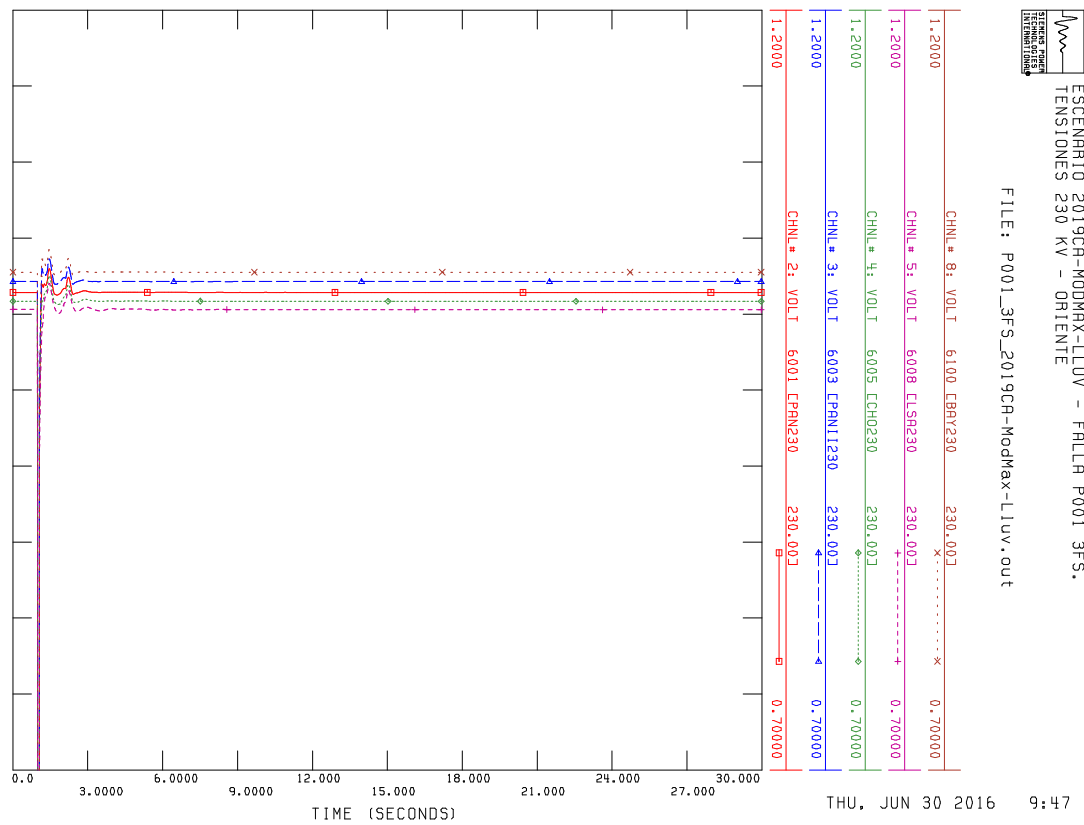
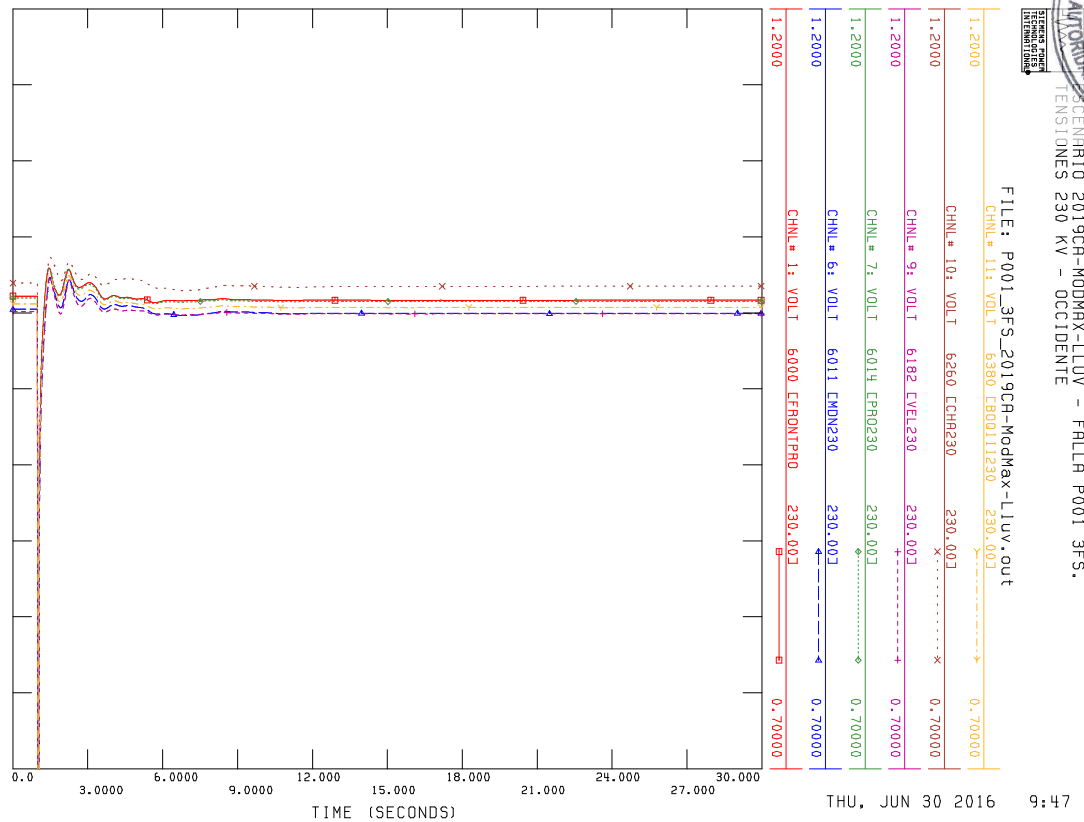
Resultado de las simulaciones Dinámicas

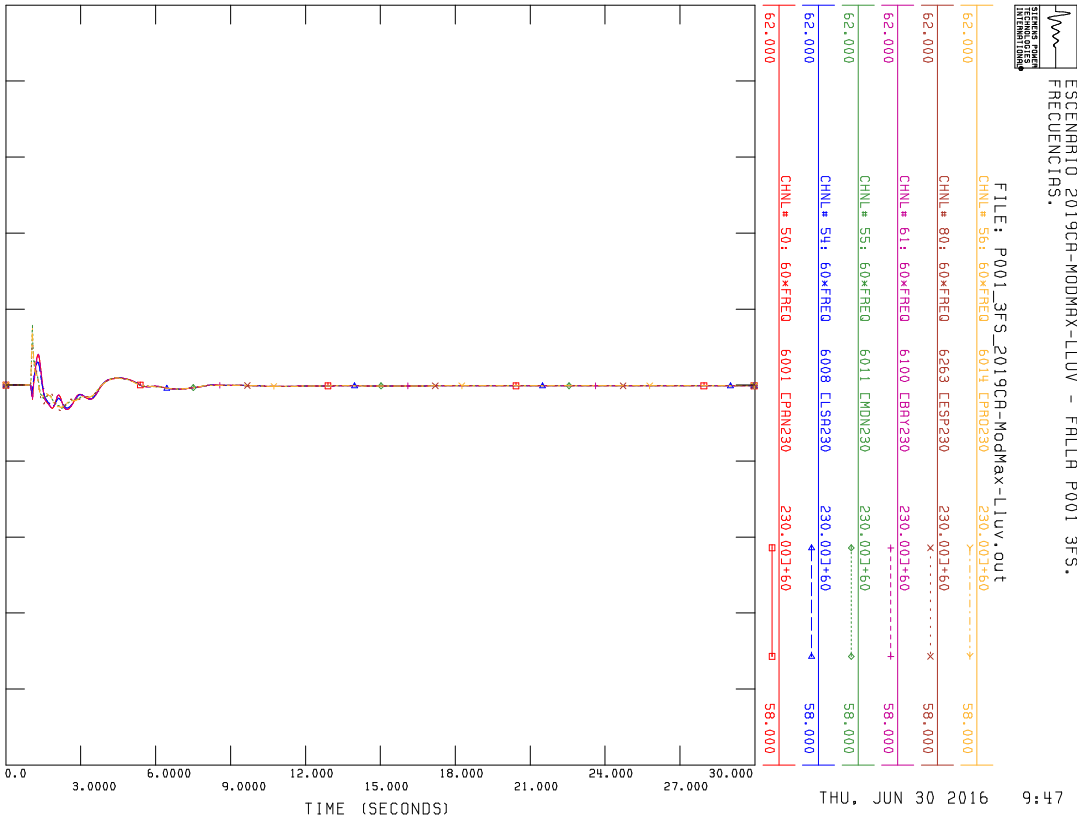
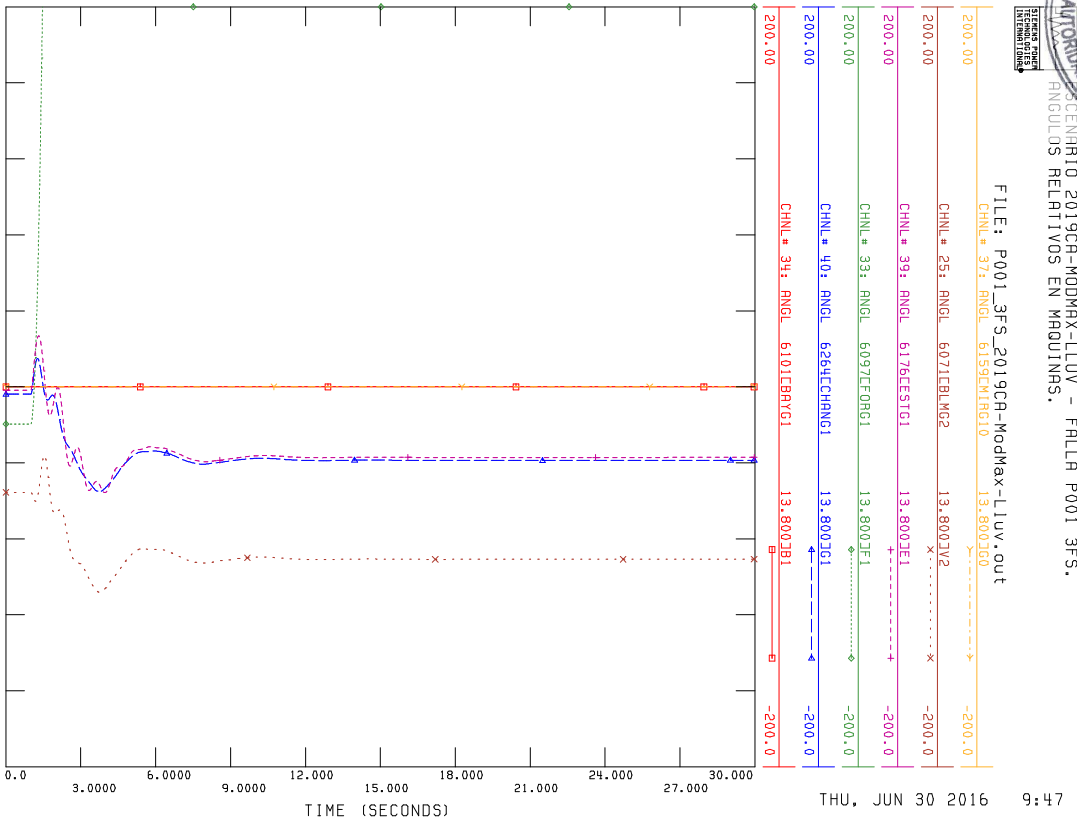
Las gráficas muestran por falla (P001 a P011) las siguientes variables:

- Tensión en barras de 230 KV, en la zona Occidental del SIN de Panamá
- Tensión en barras de 230 KV, en la zona Oriental del SIN de Panamá
- Ángulo de máquinas del SIN
- Frecuencia en barras de 230 kV del SIN.

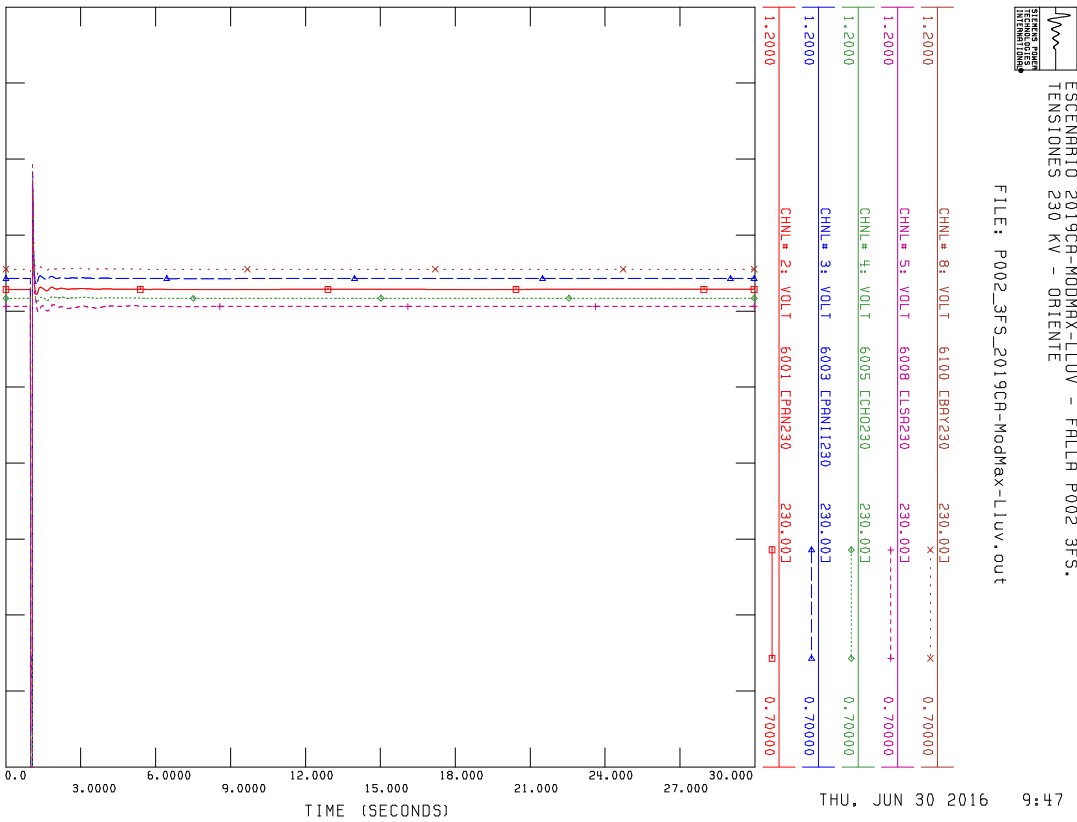
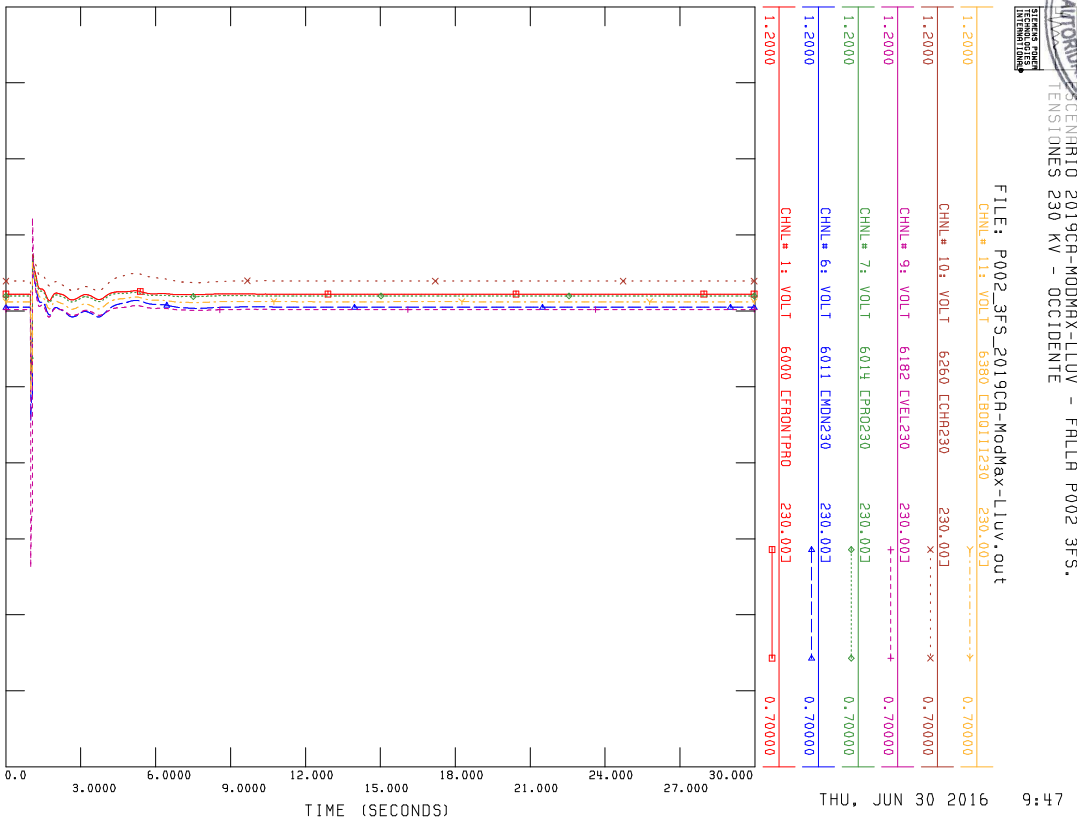
Lista de Contingencias:

P001	Fortuna
P002	Bayano
P003	Estí
P004	Panam
P005	Changuinola
P006	Gualaca – Lorena – Prudencia
P007	Carbón BLM
P008	El Coco T1
P009	Costa Norte V1
P010	Bahía las Minas Gas
P011	Punta Rincón G1

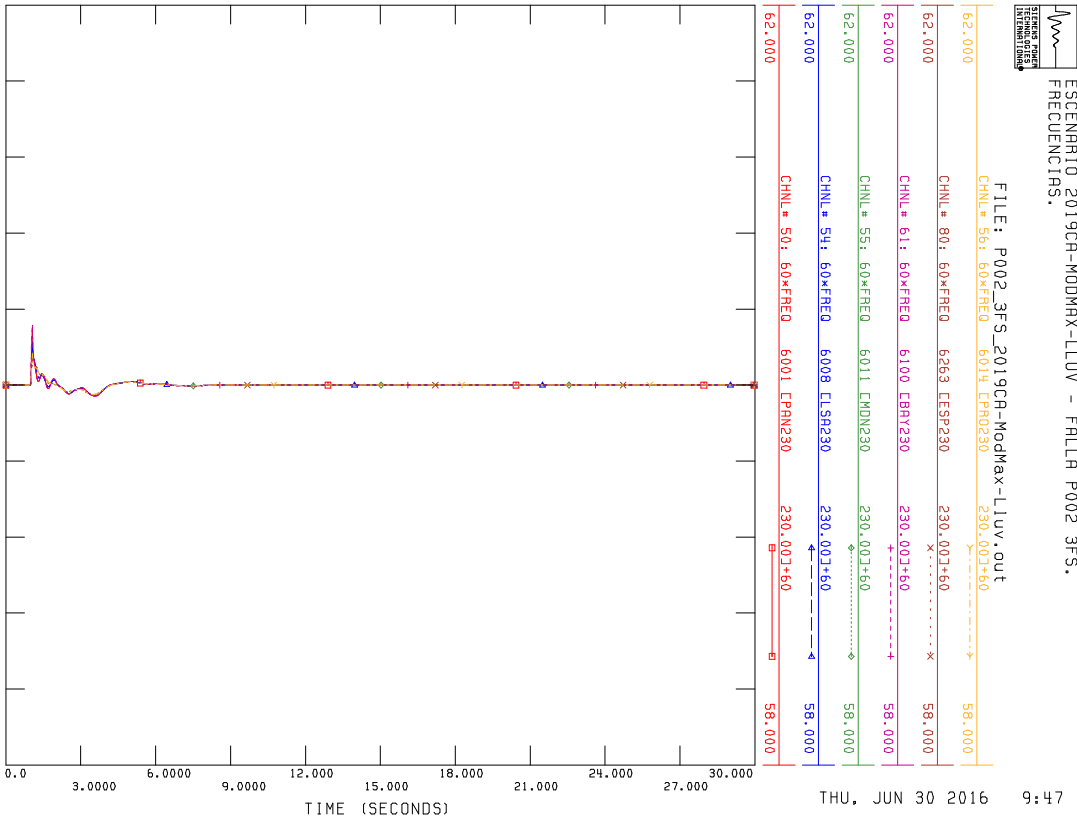
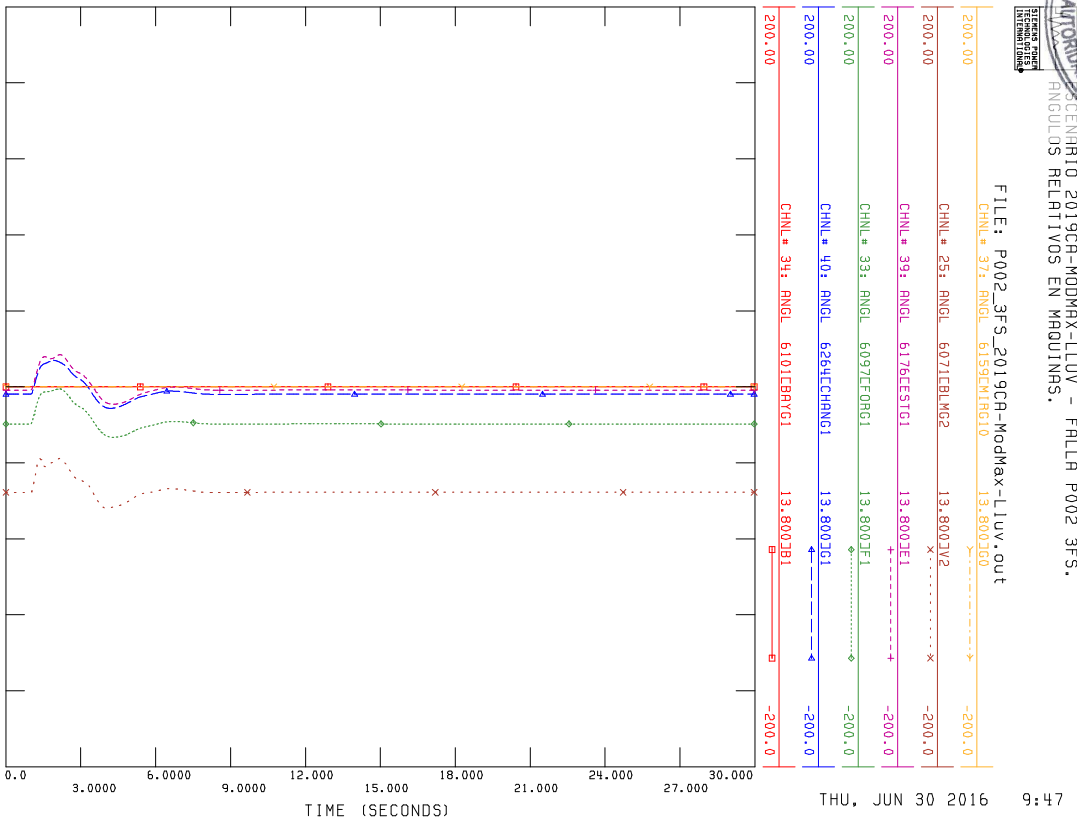




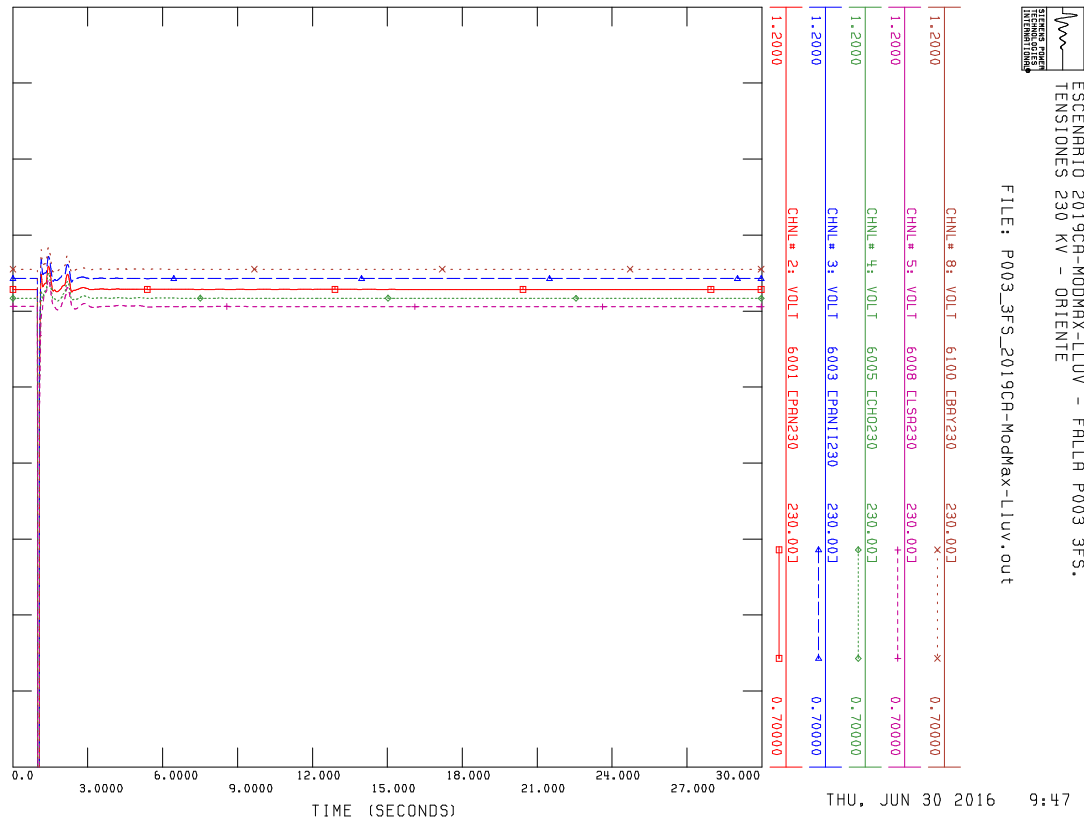
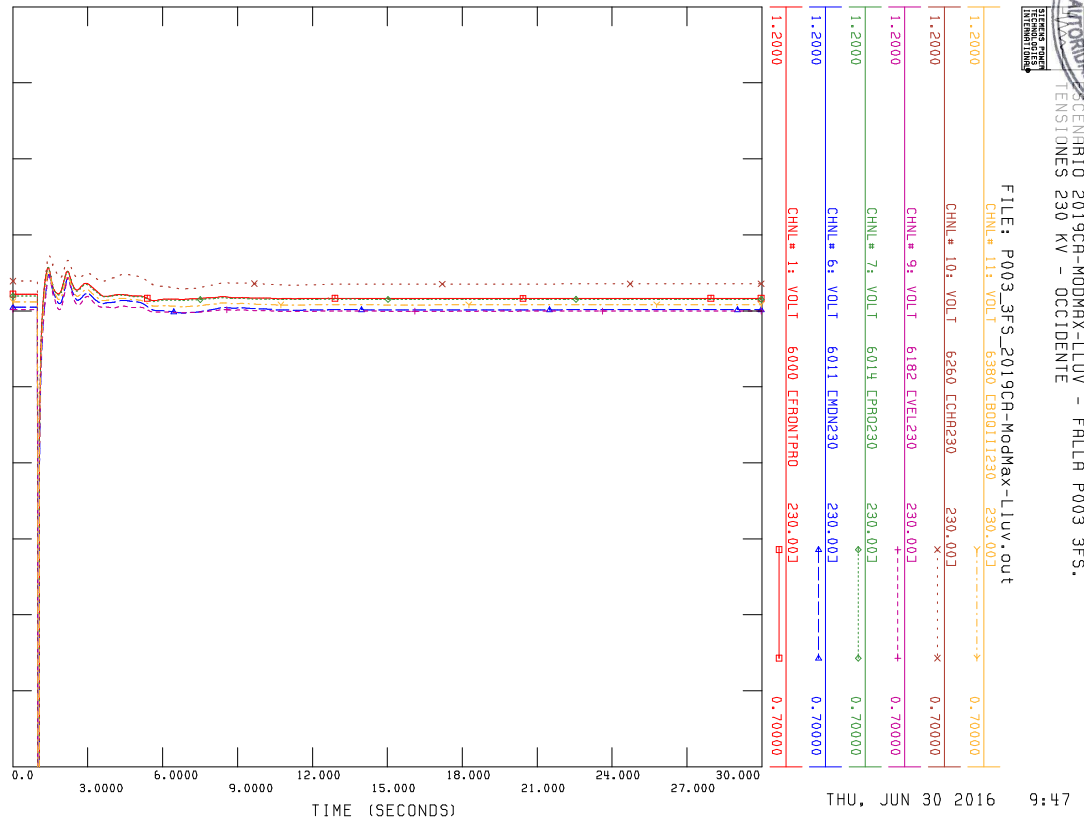
Handwritten signature

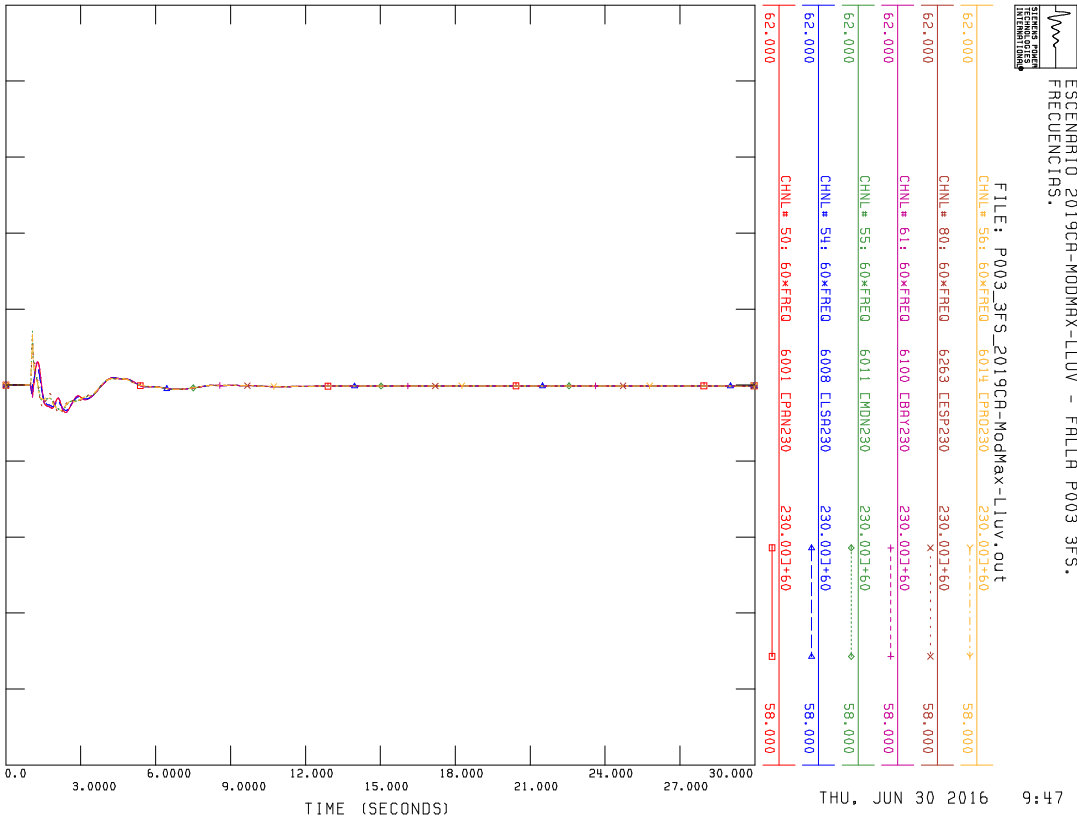
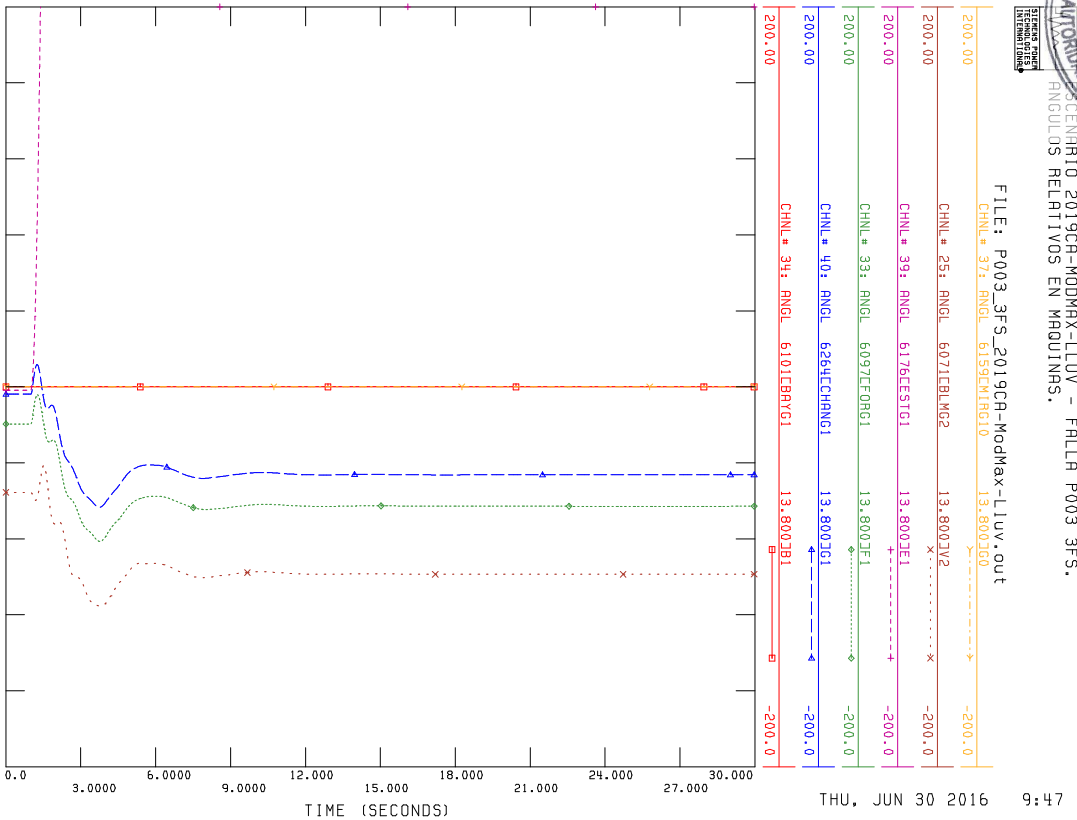


Handwritten signature or initials.

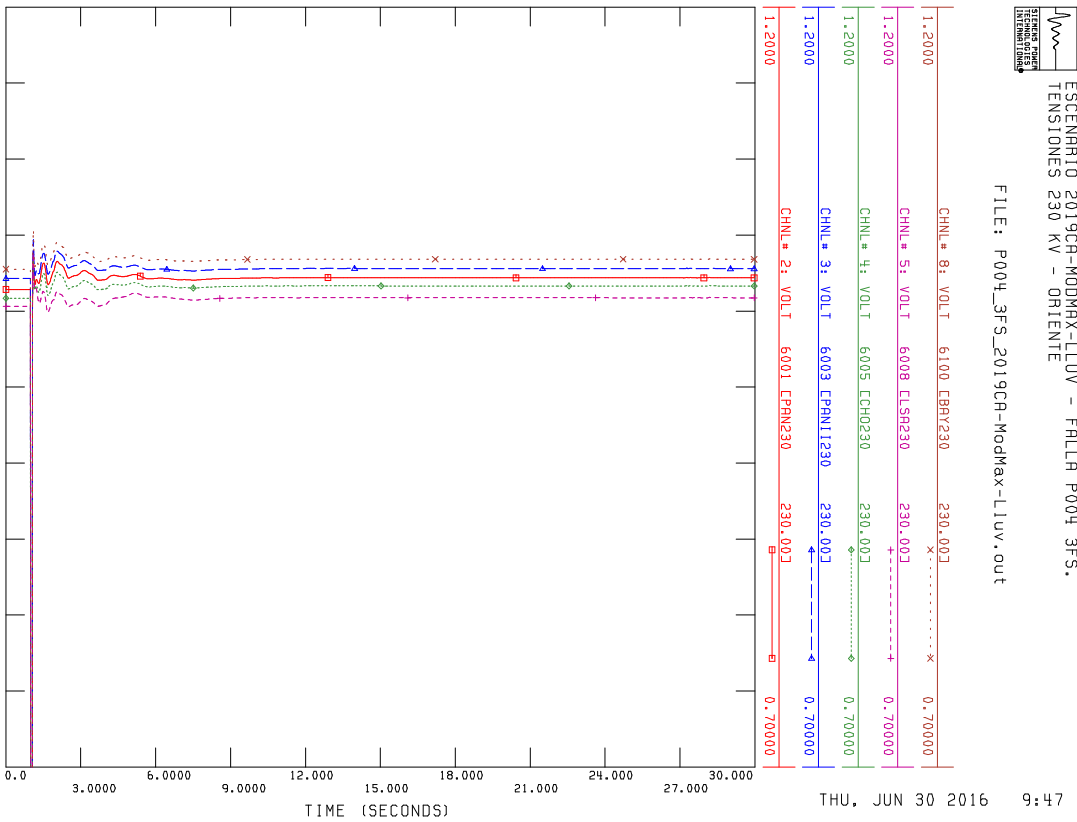
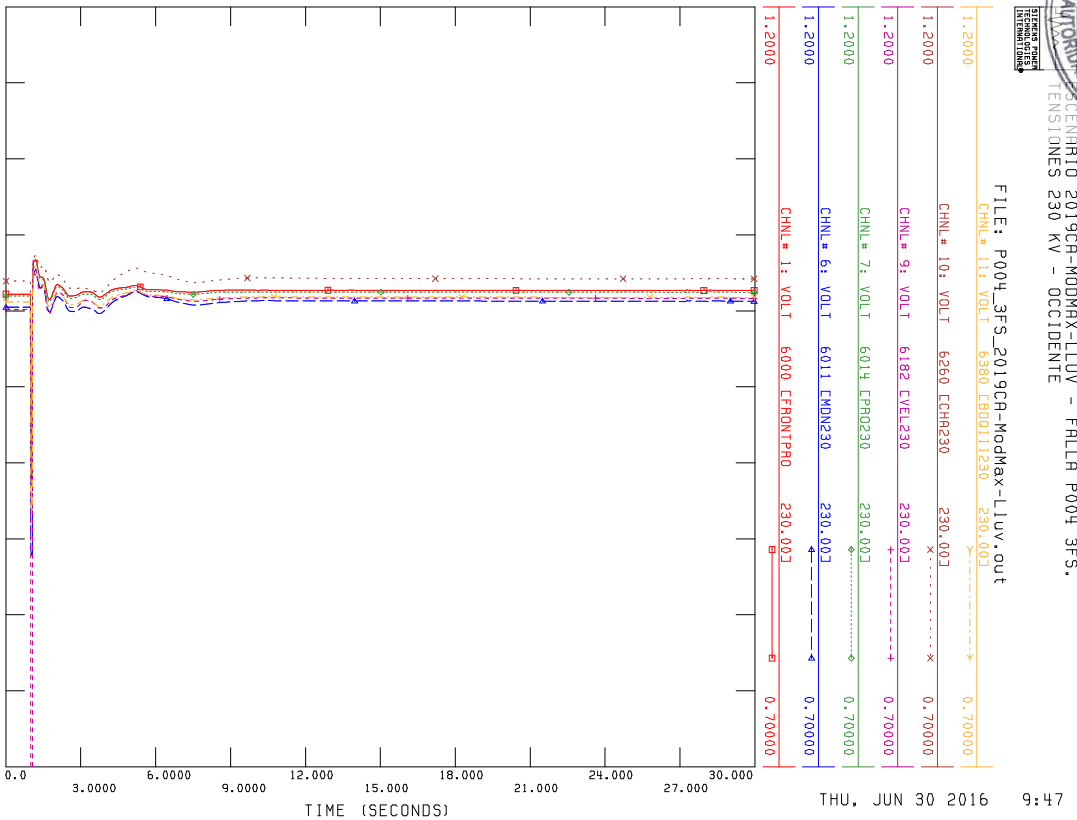


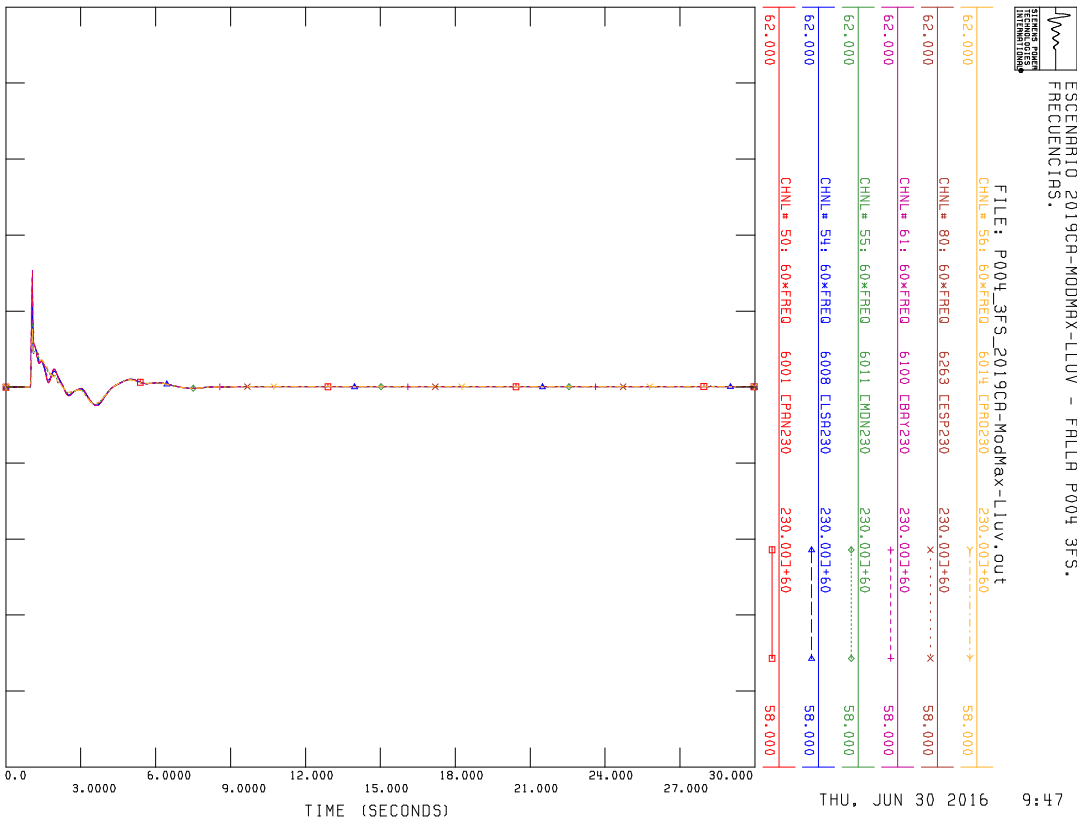
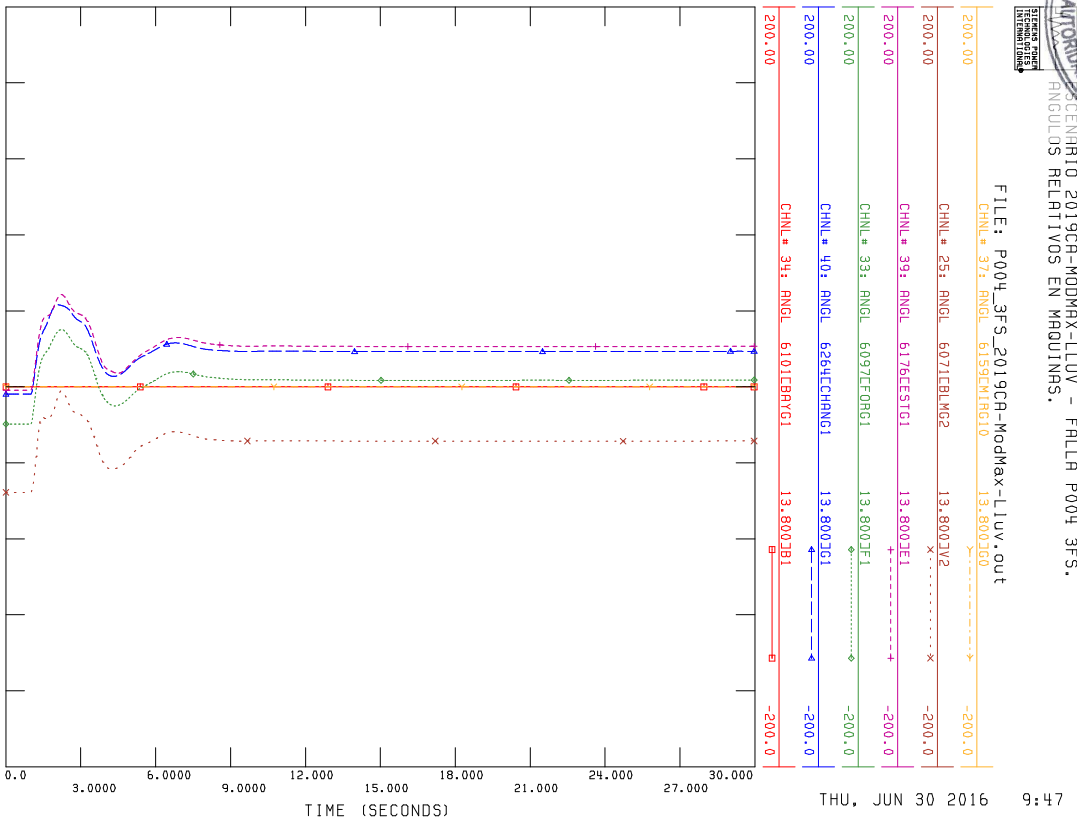
Handwritten signature.

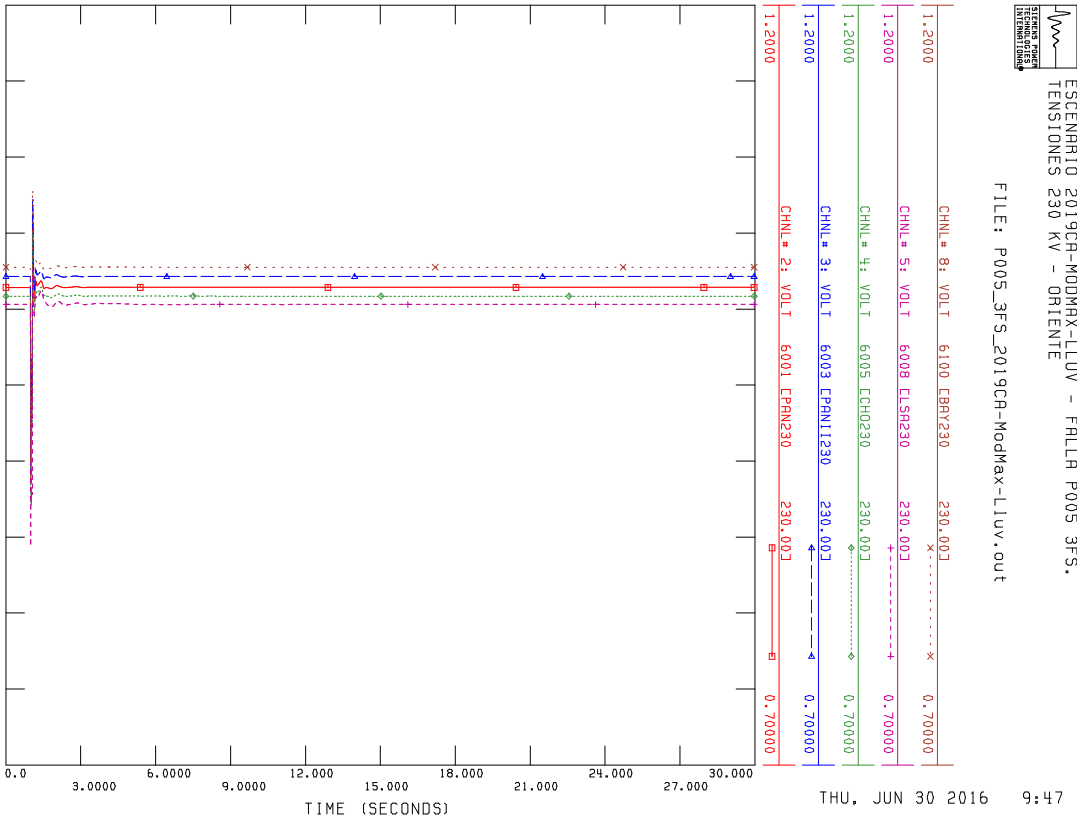
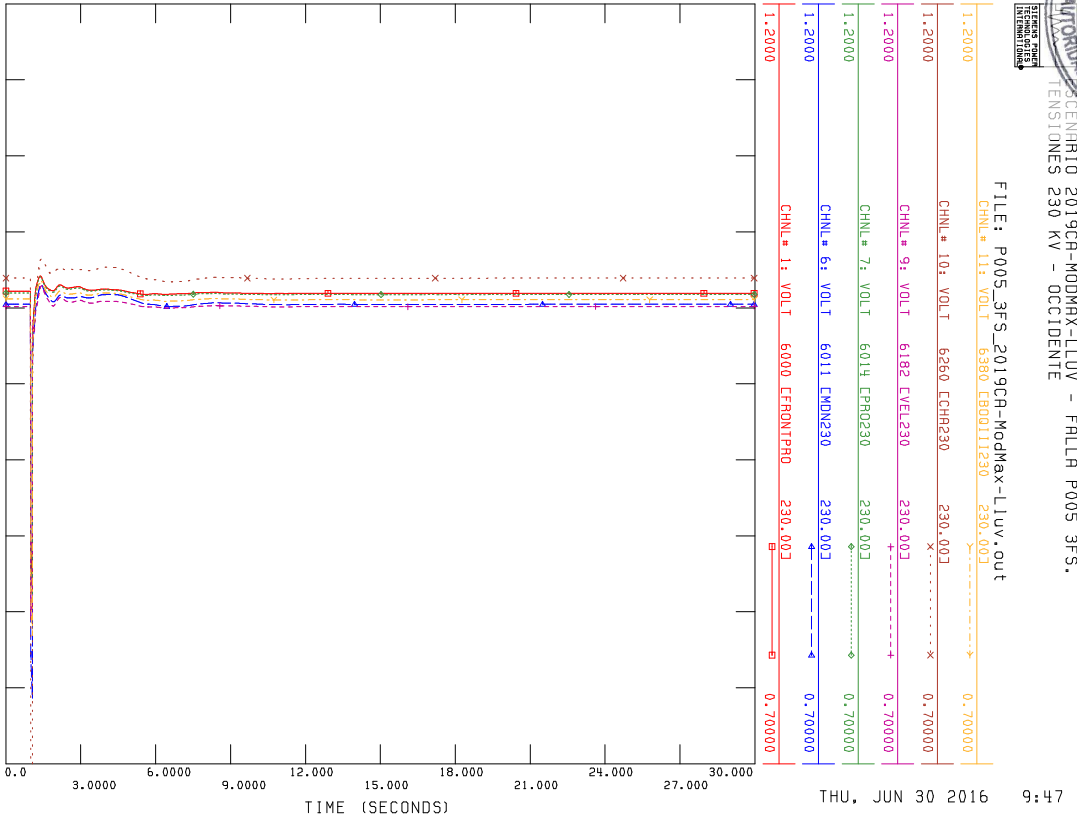


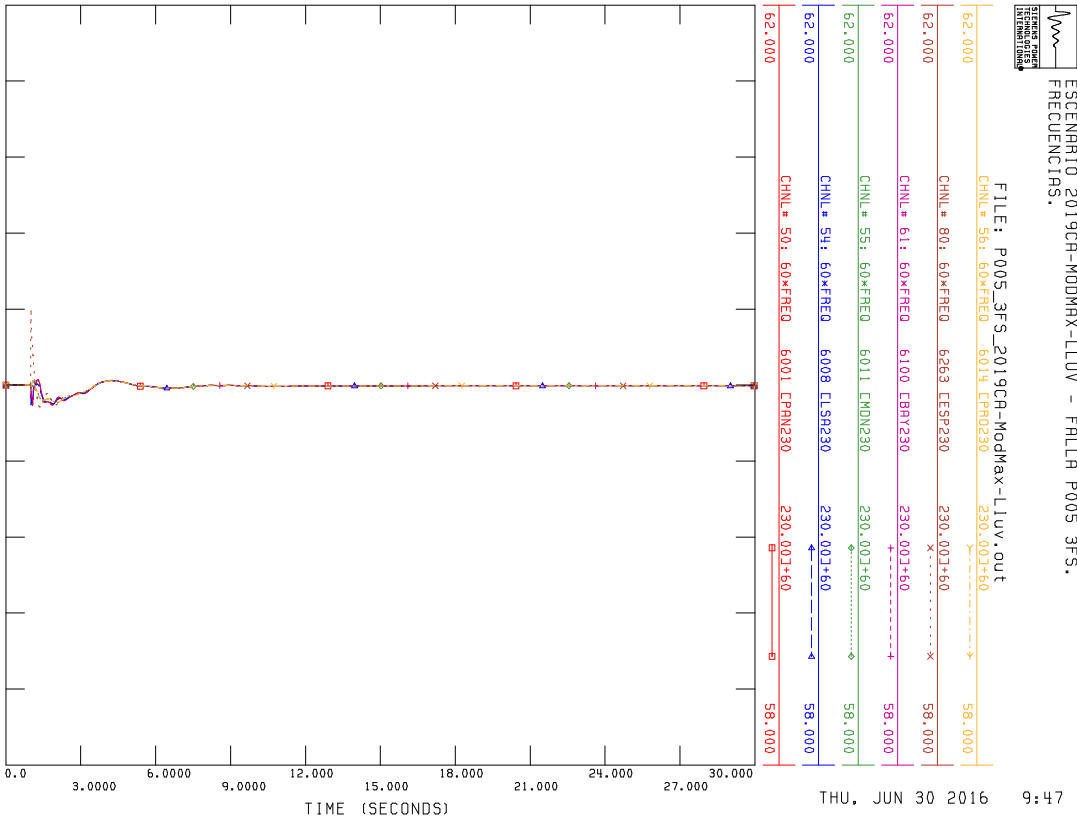
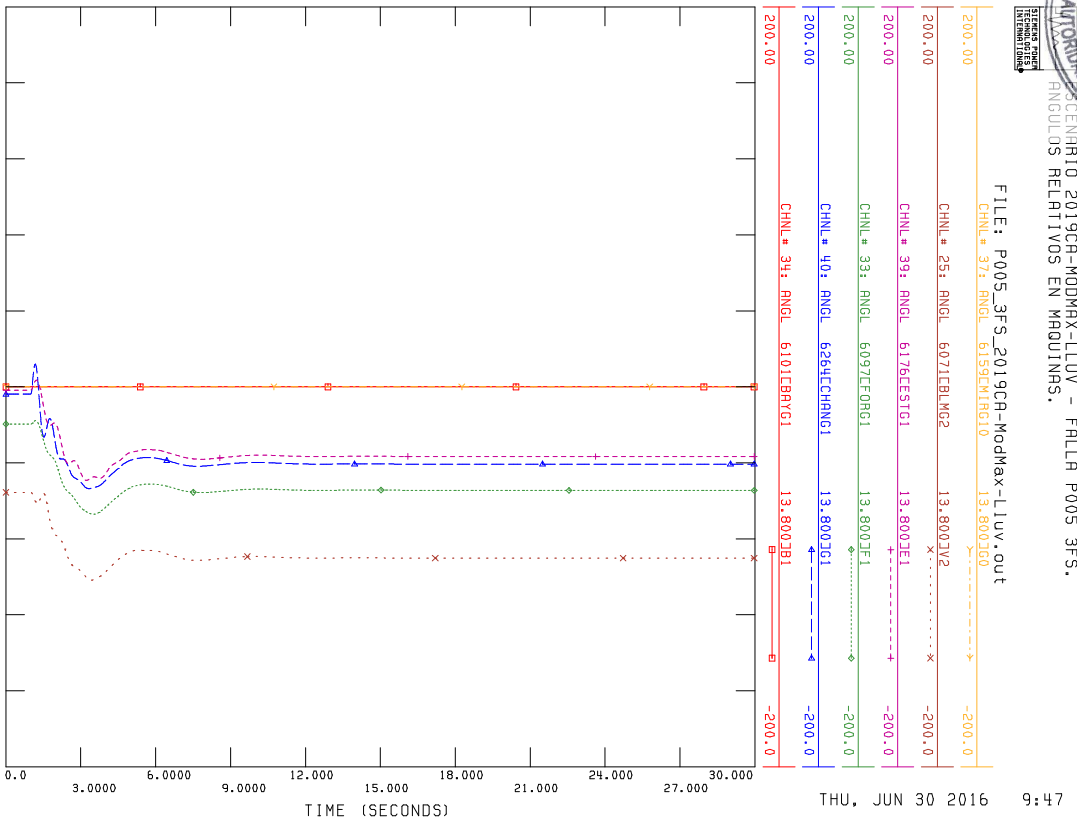


[Handwritten signature]

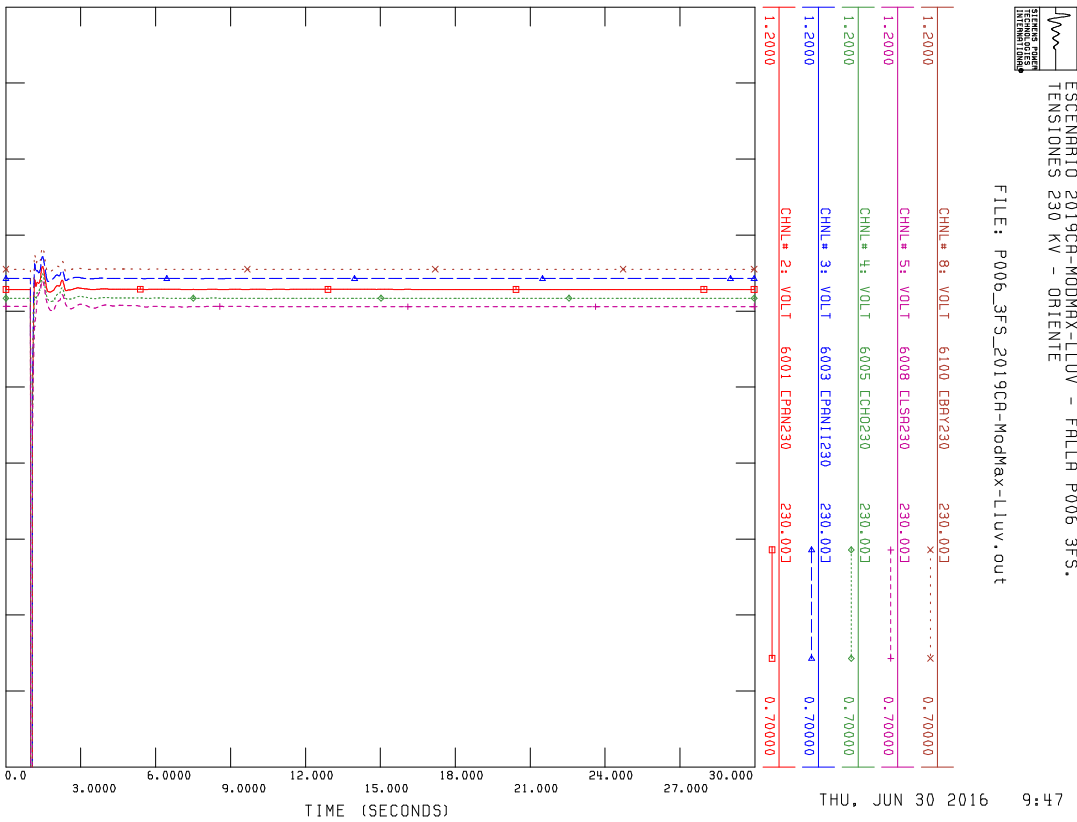
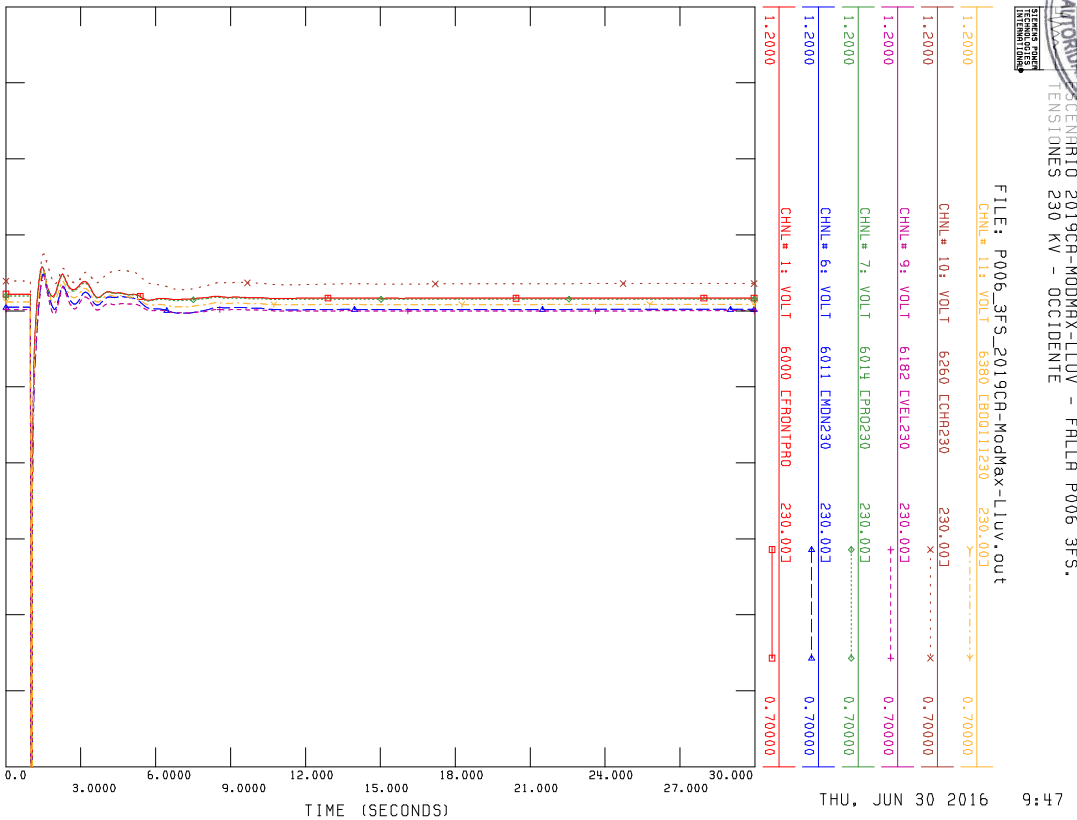


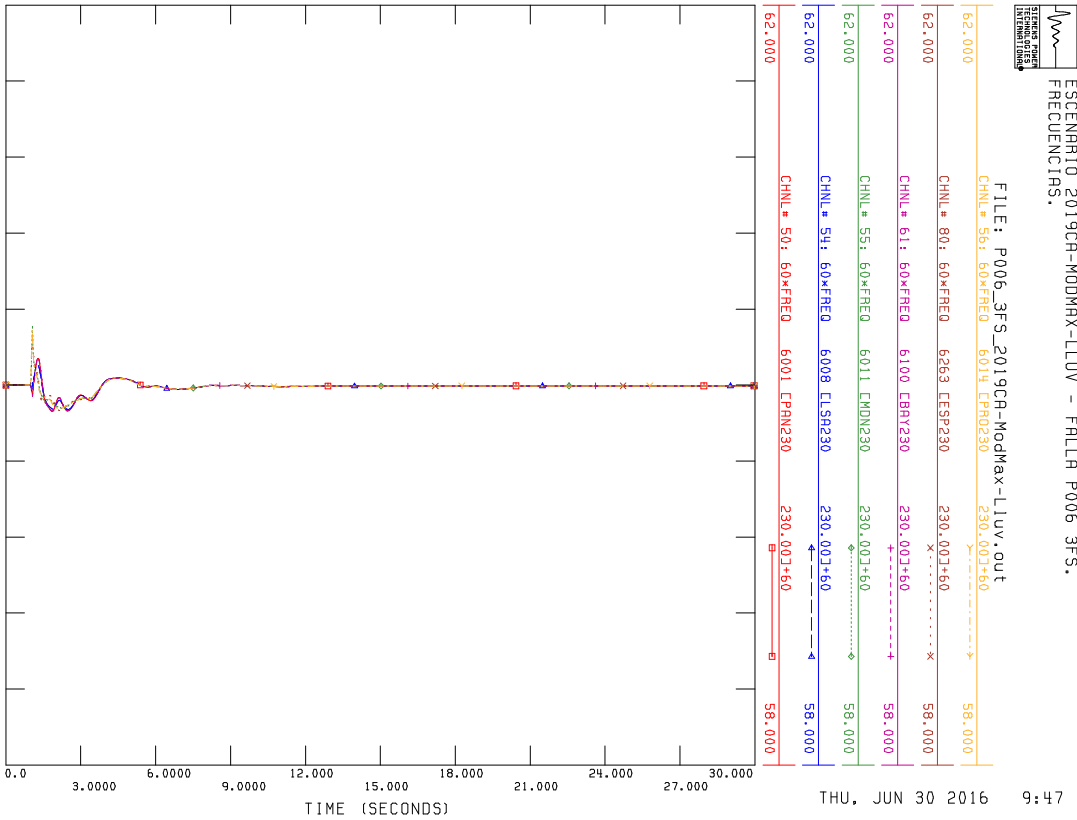
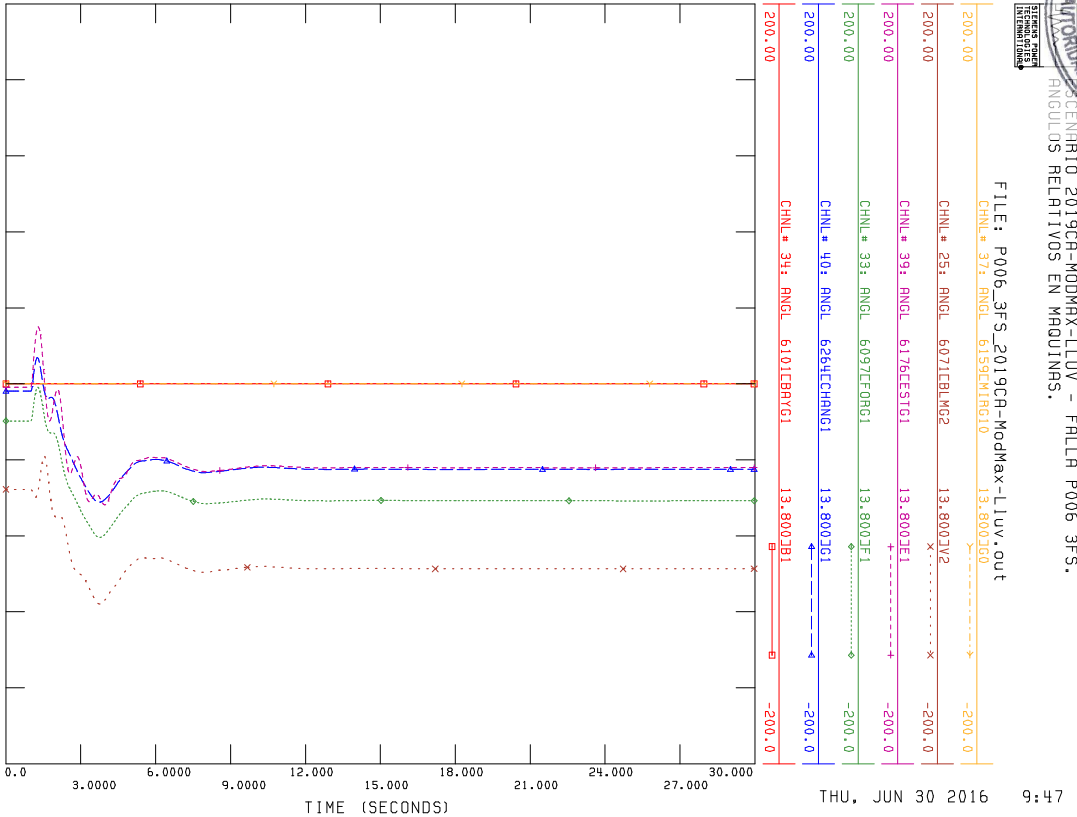




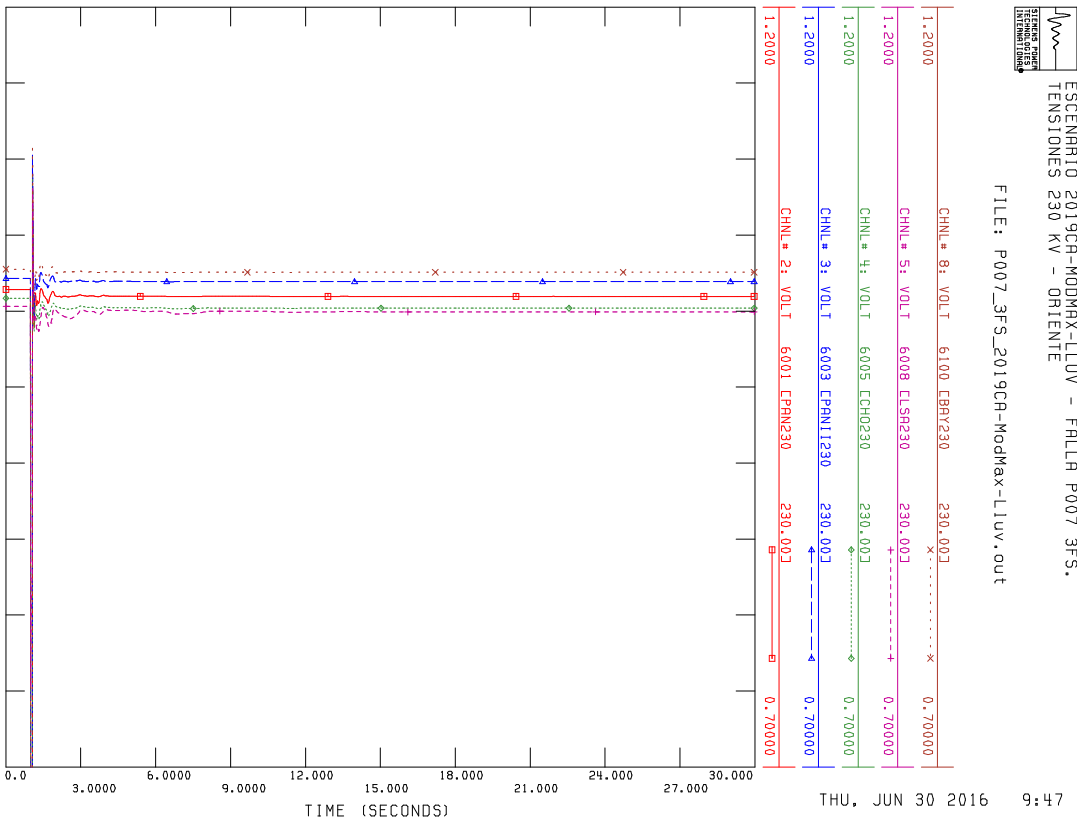
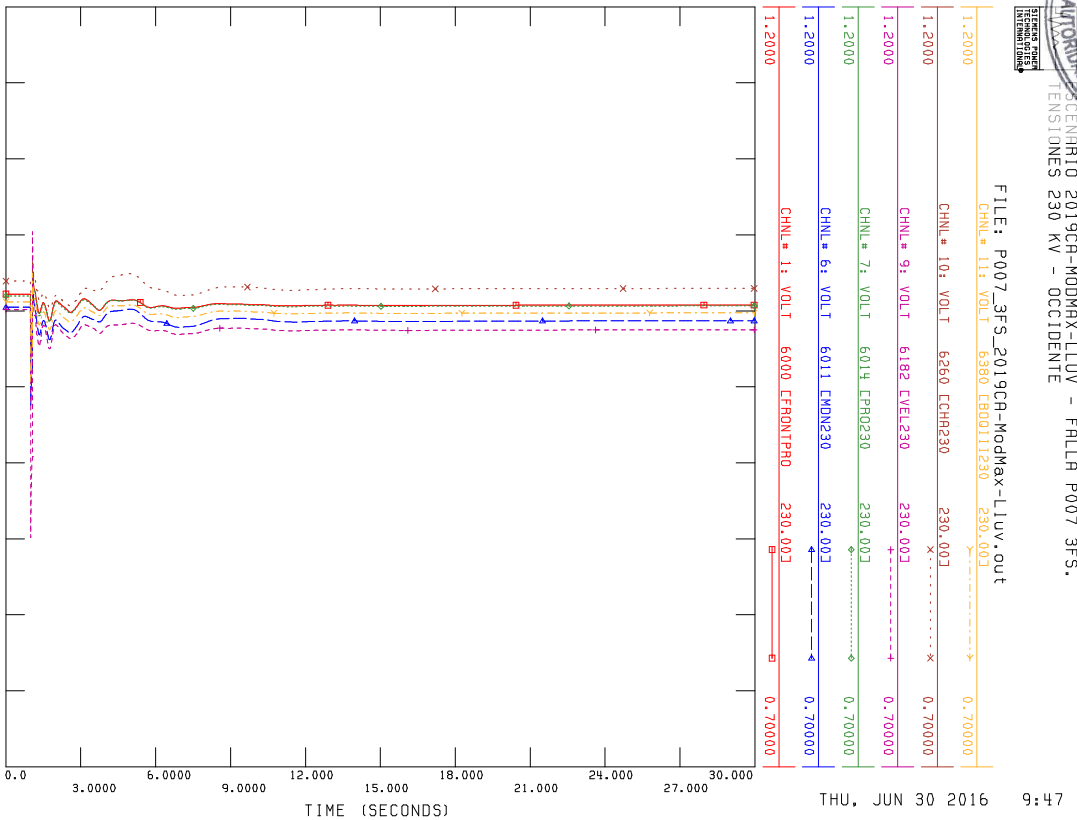


Handwritten signature.

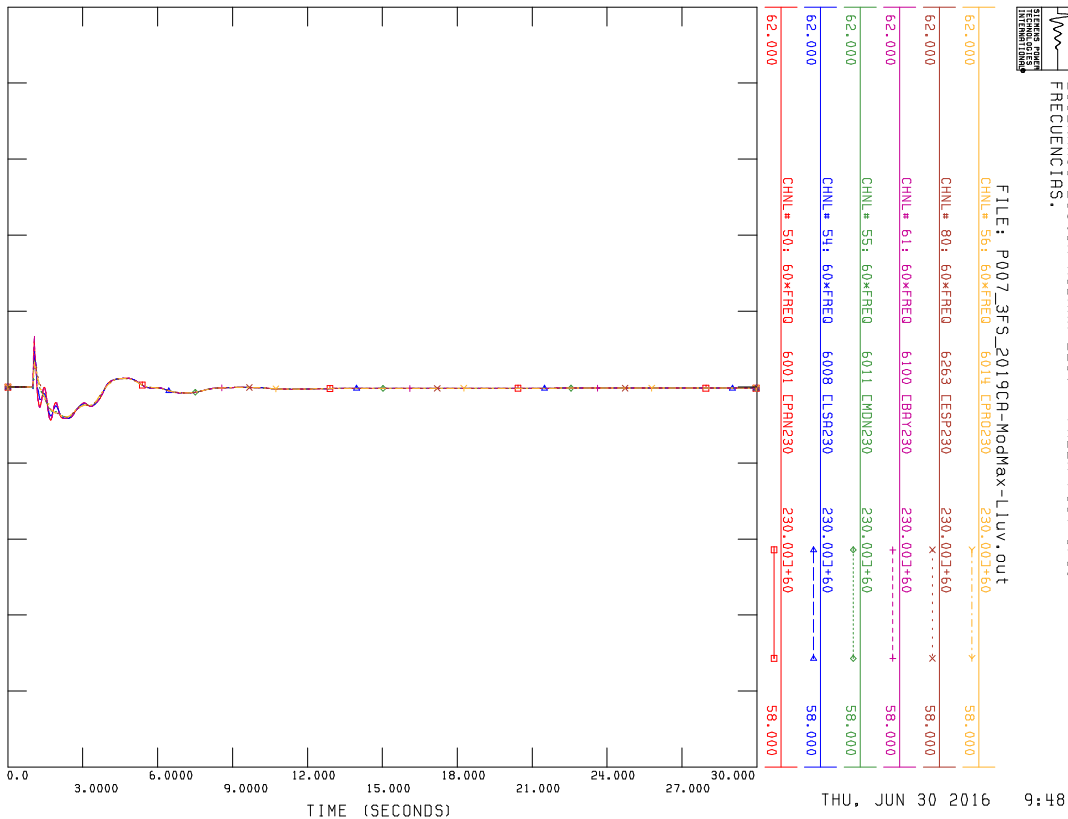
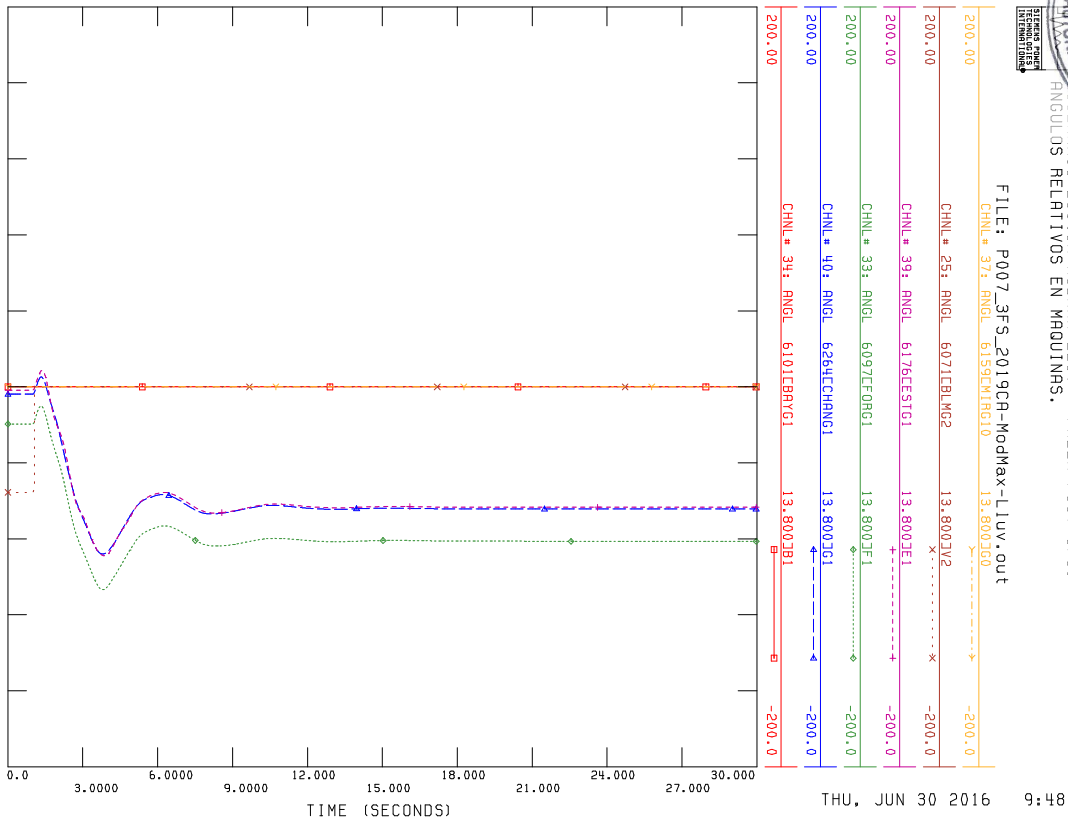


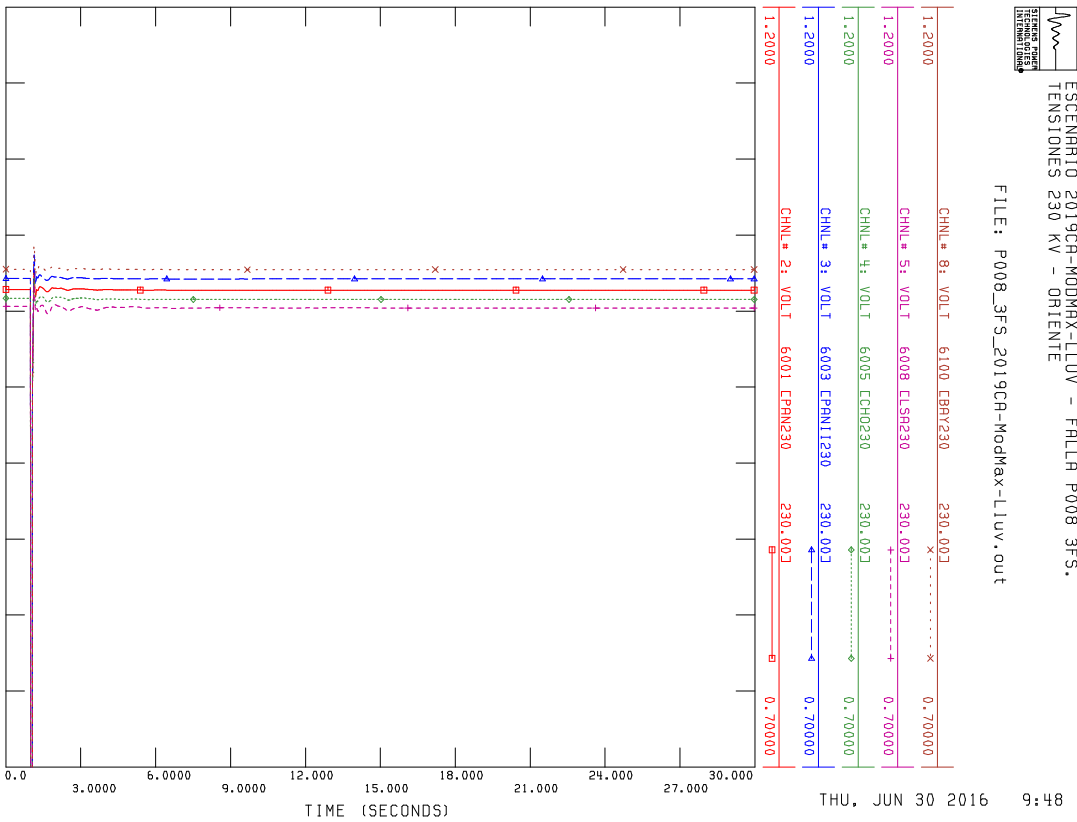
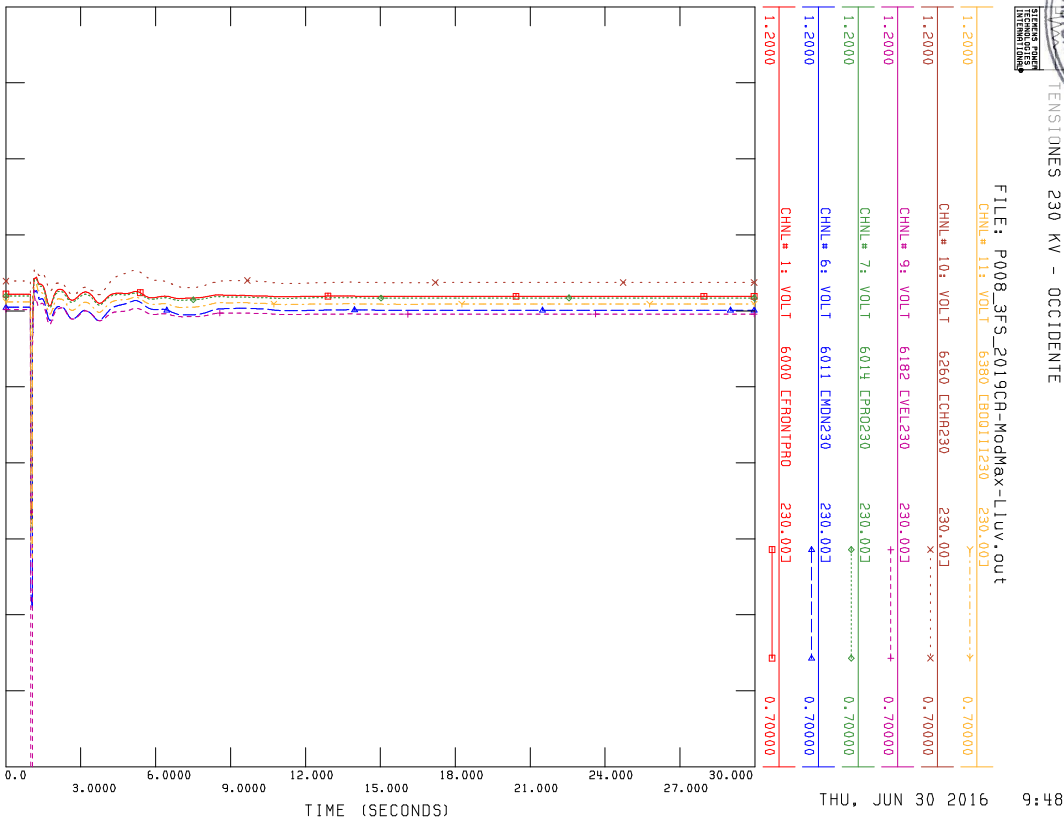


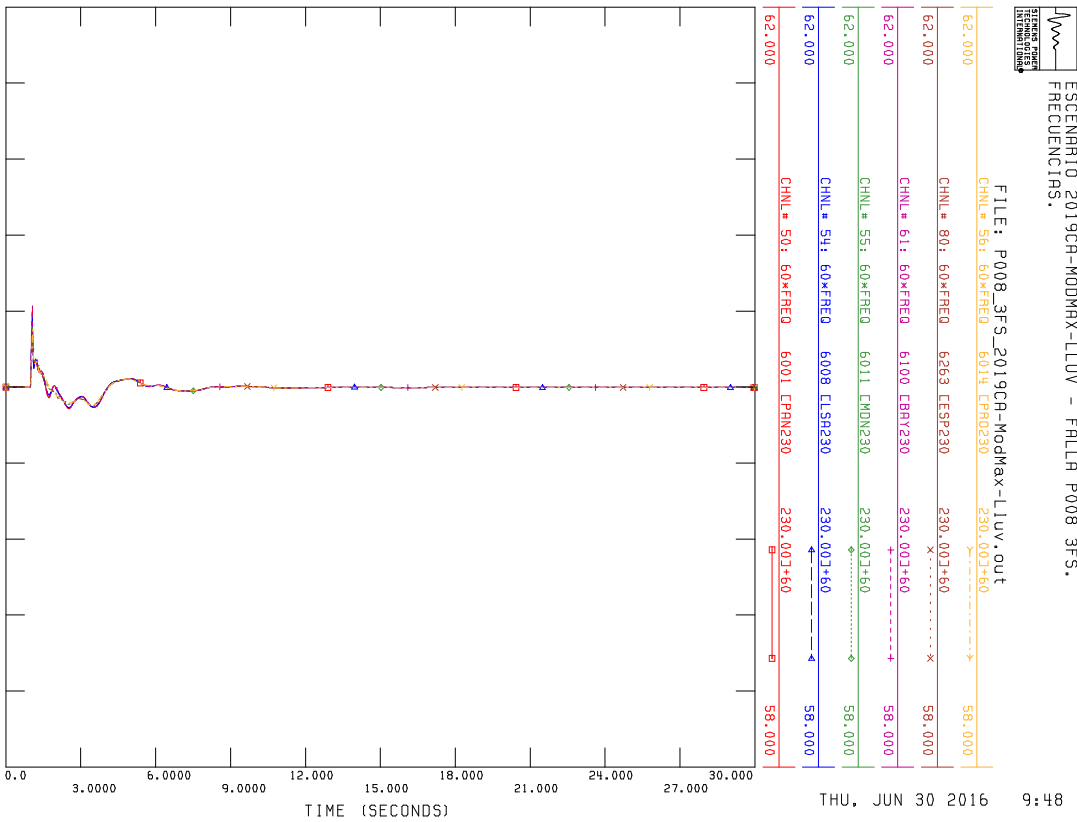
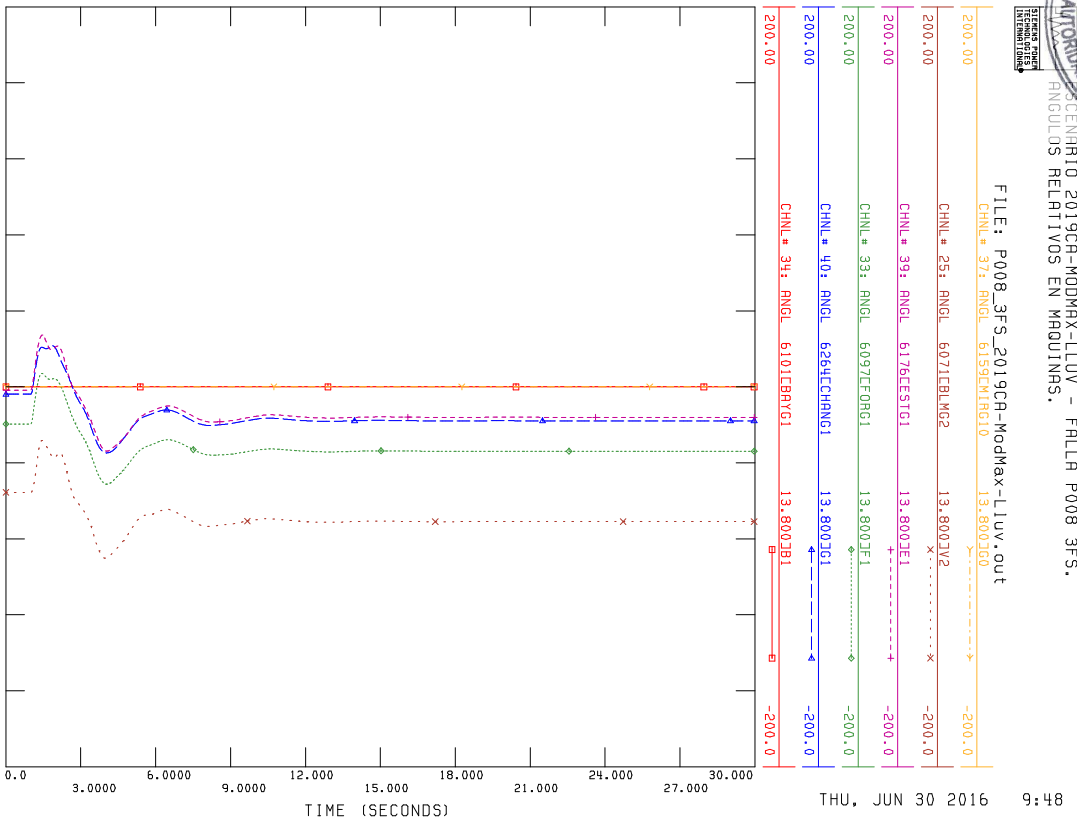
Handwritten signature

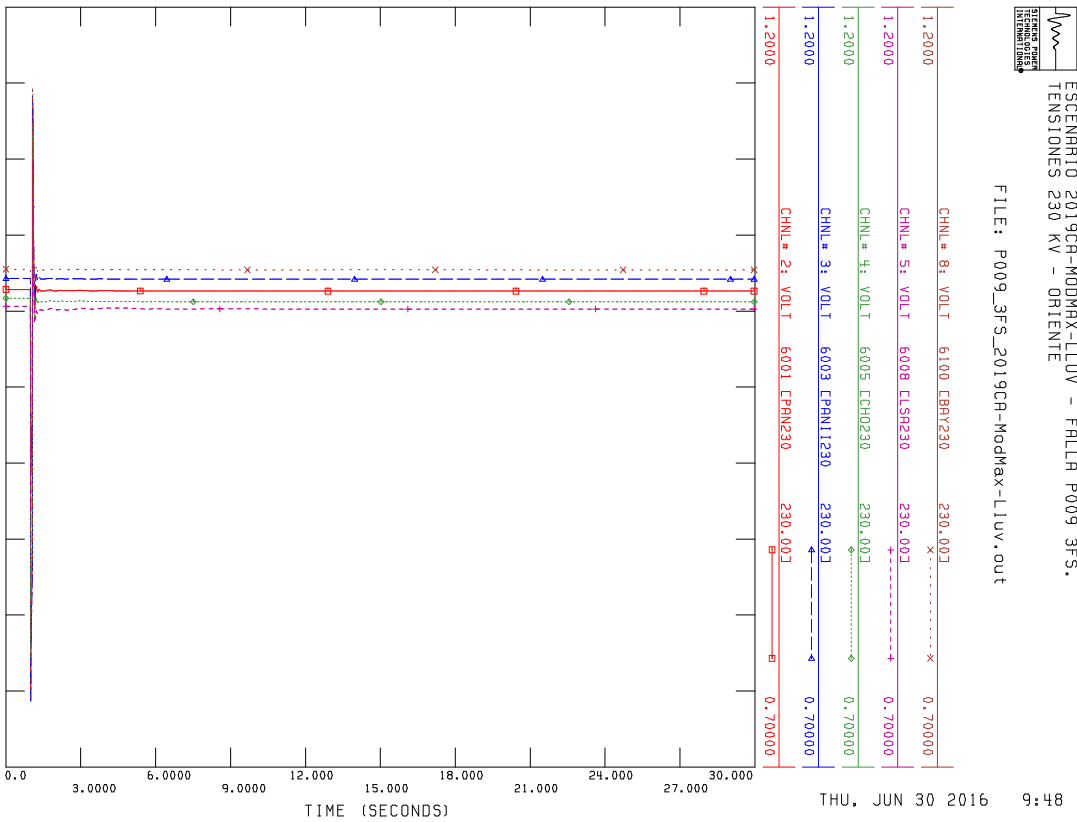
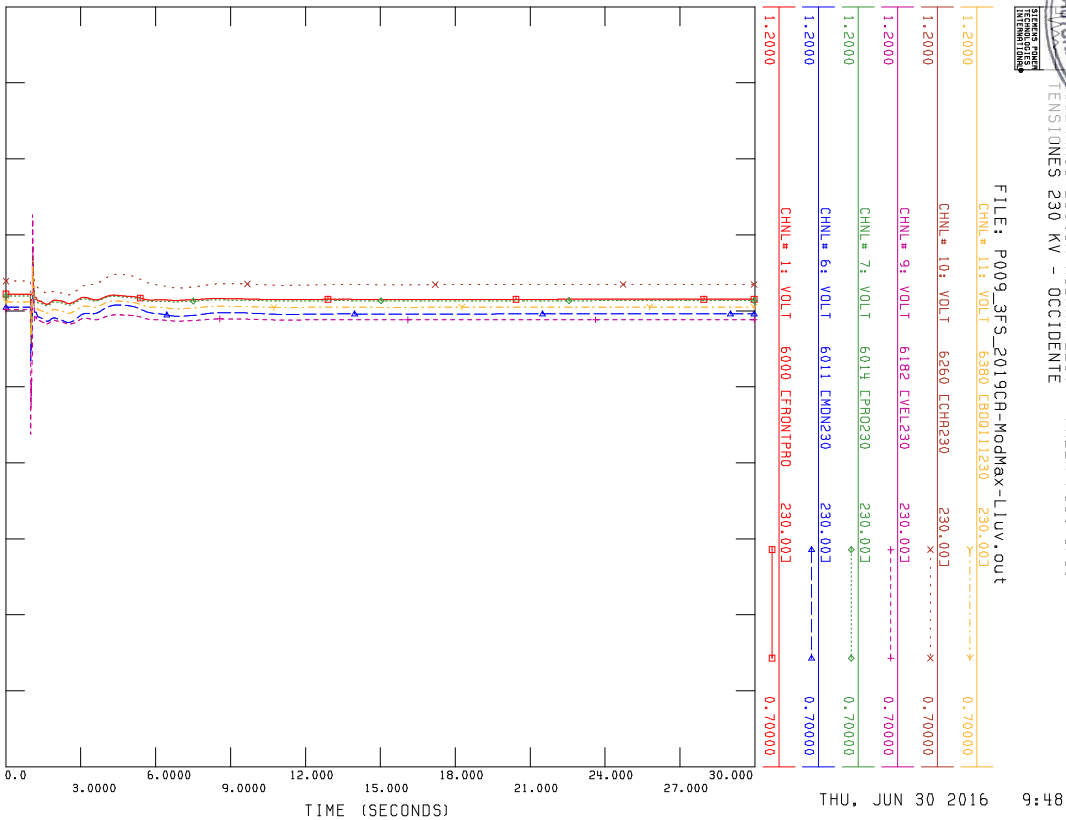


Handwritten signature or mark.

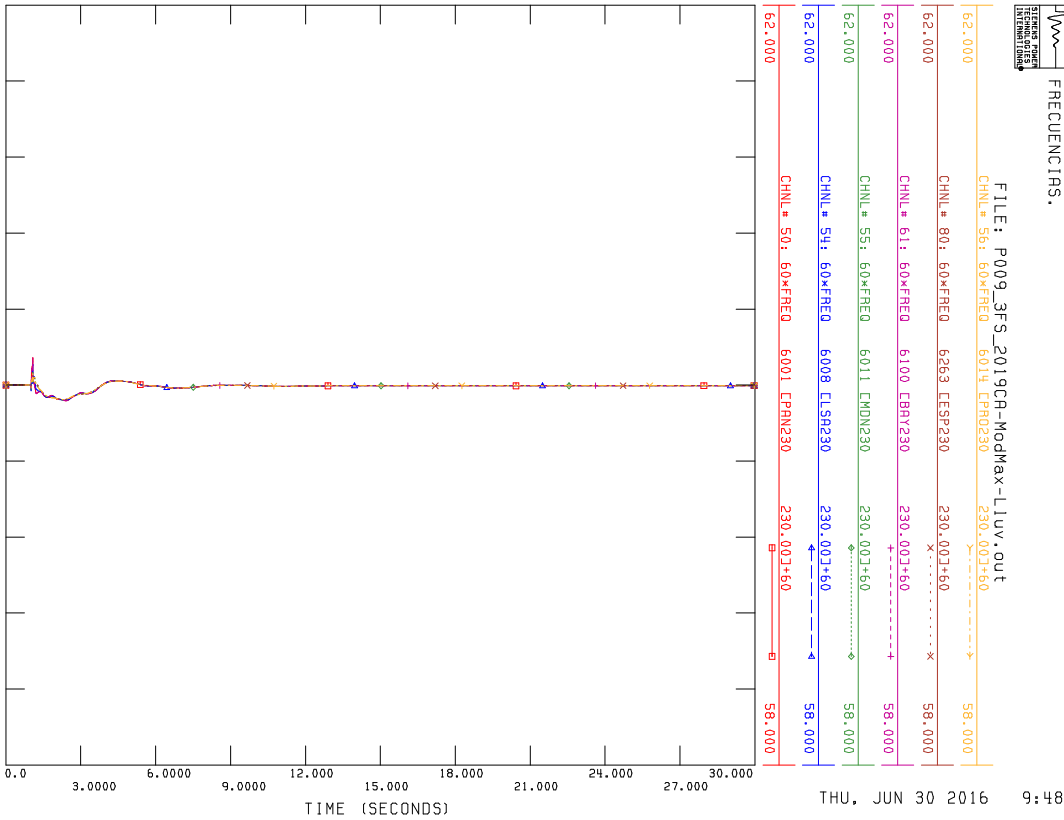
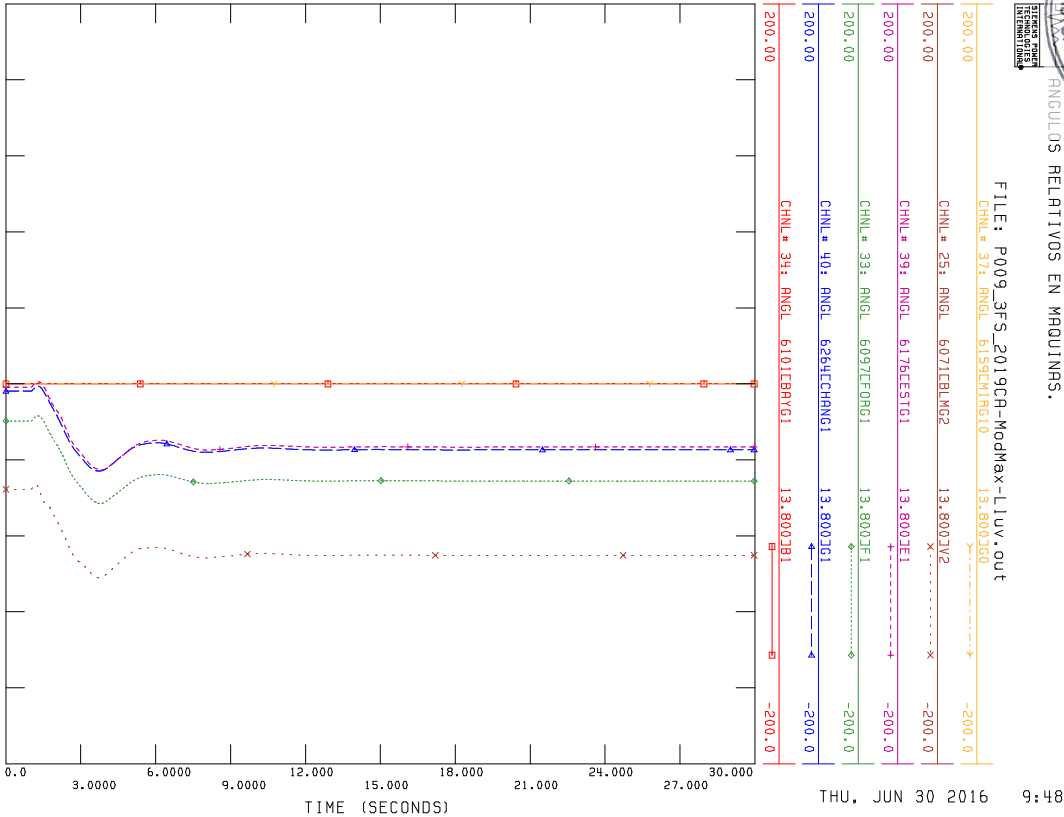




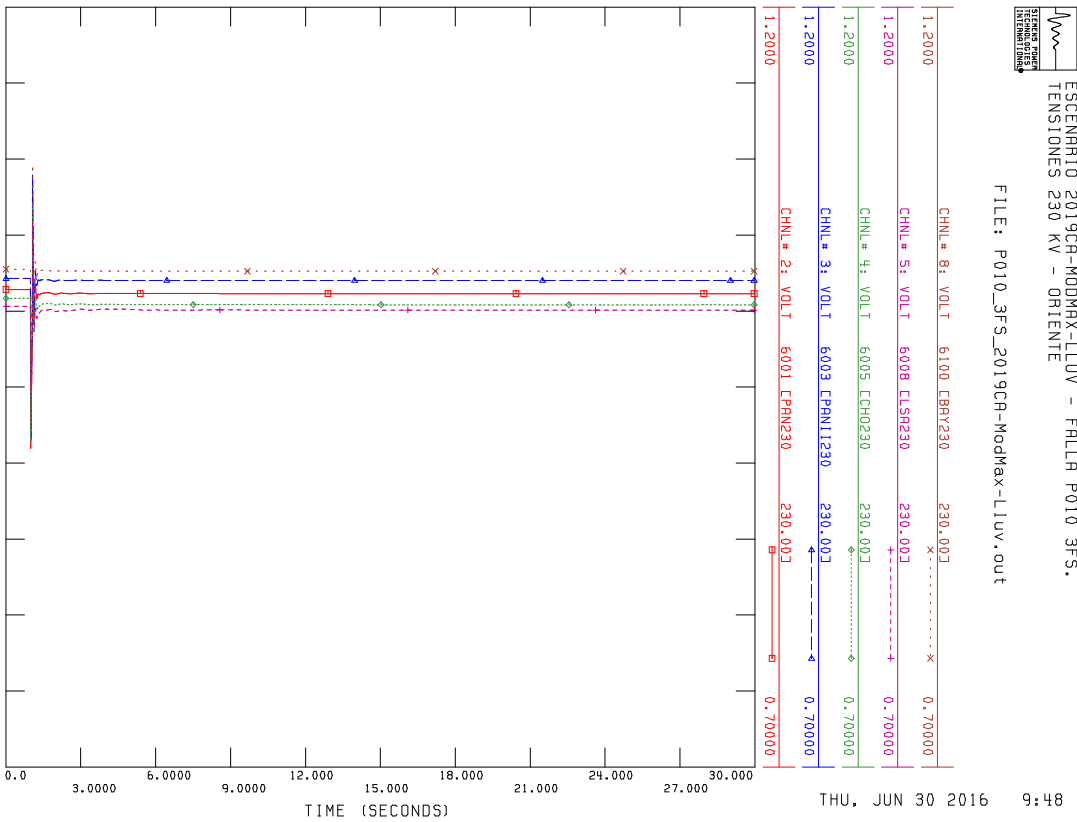
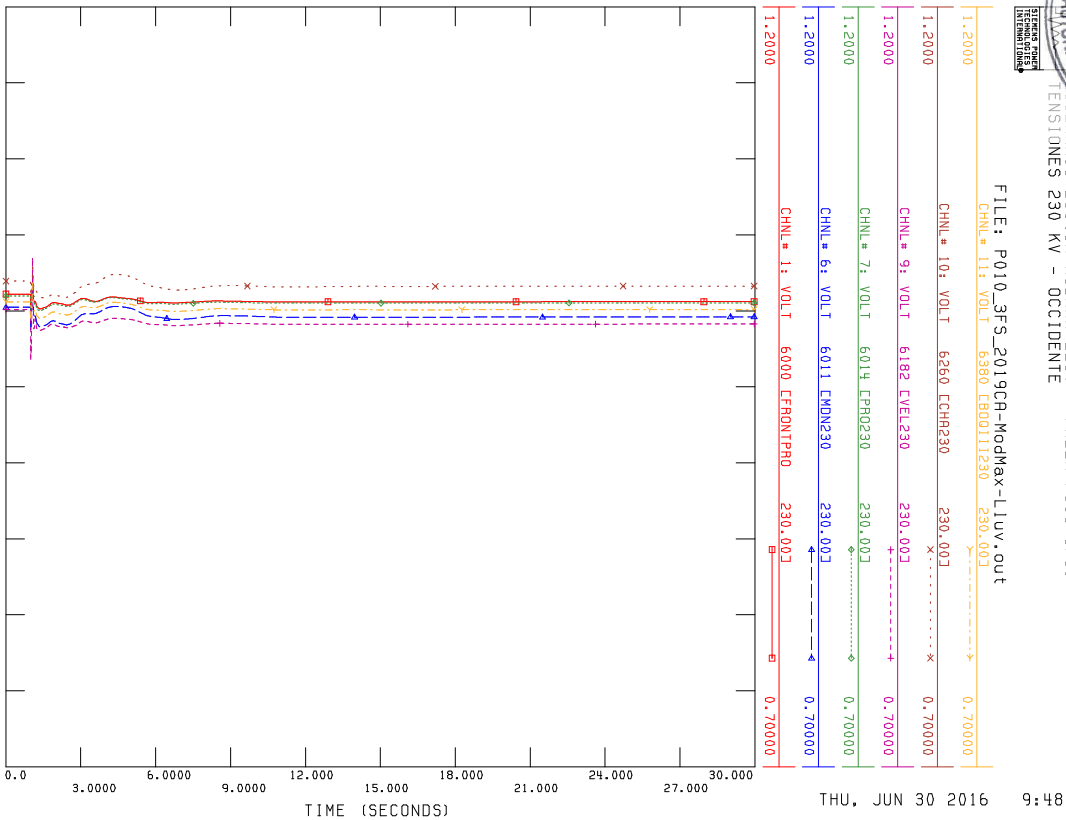




Handwritten signature or initials.



Handwritten signature



Handwritten signature or initials.