ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 10425 -Elec de 9 de septiembre de 2016

PLIEGO TARIFARIO DE LOS CARGOS POR USO DE RED ELÉCTRICA E INSTALACIONES PROPIEDAD DE LA EMPRESA ISTMUS HYDRO POWER CORP. PARA EL PERIODO VIGENTE

INDICE

1. ANTECEDENTES
2. MARCO LEGAL
3. VIGENCIA
4. METODOLOGÍA
5. VALORACIÓN DE ACTIVOS
6. DETERMINACIÓN DEL CARGO (TARIFA)
7. ANEXOS

1. ANTECEDENTES

La Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí (EDECHI) con miras a mejorar la calidad y la confiabilidad del suministro eléctrico de sus clientes, ha solicitado a la Empresa Generadora Istmus Hydro Power Corp.(ITSMUS), propietaria de la Central Hidroeléctrica Concepción, un punto de conexión indirecta al SIN (en la subestación Boquerón 3), por medio de la línea 34-72 que conecta esta Central al SIN.

La solicitud de acceso se realiza basado en el Numeral 81 de la Ley 6 de febrero de 1997 y el Decreto Ejecutivo No.22 de 1998 que regula el libre acceso a las redes cumpliendo las normas que rigen el servicio y el correspondiente pago por este servicio.

El proyecto consiste en aprovechar la infraestructura existente tanto de EDECHI como de ITSMUS, Líneas 34-52 propiedad de EDECHI y la 34-72 propiedad de ITSMUS. Desde el 2008 al 2013 la línea 34-52 sirvió a la Central Concepción para desalojar su generación por medio de la red de distribución de EDECHI.

En el 2013 la Subestación Boquerón 3 (230/34.5 kV) entró en servicio como una inversión estratégica de ETESA para conectar a las Centrales Hidroeléctrica de la región. Actualmente la Central Concepción está conectada a esta subestación a través de la línea 34-72 y una Infraestructura de Propiedad Compartida con la Central Macano propiedad de Hidro Boquerón, para entrar juntas a la misma bahía de 34.5 kV con el interruptor 3LA42 en la subestación Boquerón 3.

Se ha proyectado la conexión de parte de la red de distribución de 34.5kV de EDECHI al SIN, conectando el circuito 34-52 al circuito 34-72 instalando dos interruptores tele-controlados con protecciones (actualmente existe una cuchilla normalmente abierta entre estas dos líneas). Se plantea una explotación normal radial, es decir no anillada de las redes de 34.5 kV que salen de las subestaciones Mata de Nance, Boquerón 3 y Progreso.

Siendo por el momento Boquerón 3, una subestación que sólo cuenta con agentes generadores, vemos que también es una buena alternativa para ETESA, para reducir la carga de la misma y en general de distribuir la demanda de Chiriquí en tres nodos importantes, lo cual es un factor importante en la reducción de riesgos.

EDECHI presentó el estudio del proyecto de interconexión a ETESA, obteniendo la viabilidad de conexión por medio de la nota ETE-DTR-432-2015 (nota adjunta en Anexo).

2. MARCO LEGAL

El cálculo de esta tarifa utiliza los principios del Reglamento de Transmisión (RT) en su artículo 189, establece que los agentes que se adhieran a una línea de otro agente pagarán

los cargos por uso de red en función de su capacidad instalada de acuerdo a la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.

> Artículo 189 c) Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.

Este pliego Tarifario ha sido hecho siguiendo establecido en el RT, aprobado por la Autoridad de Servicios Público (ASEP) mediante la resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y sus modificaciones y la resolución AN No.6986-Elec del 7 de enero de 2014 por la cual se aprueban los indicadores y tasa de rentabilidad para el periodo tarifario vigente. Los cálculos de la tarifa se apegan a la metodología definida en el artículo 187 del RT.

Dado que la línea 34-72 a la que pide conexión EDECHI tiene un excedente en su capacidad de transmisión que le sirve para conectarse indirectamente a la subestación Boquerón 3 y retirar energía para alimentar en forma radial la carga instalada en la subestación El Porvenir propiedad de EDECHI, y ITSMUS apegado a los principios de acceso libre que contiene nuestra regulación ha aceptado dar acceso a EDECHI a usar todos los activos de la línea 34-72 necesarios para cumplir con su objetivo.

3. VIGENCIA

El presente pliego tarifario tiene vigencia y está calculado para el periodo del 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2017 sujeto a la aprobación de la ASEP. El mismo rige a partir del inicio de su uso por EDECHI de las instalaciones descritas propiedad de ITSMUS hasta el 30 de junio de 2017.

4. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS POR USO DE RED E INSTALACIONES

El cálculo que se presenta a continuación está apegado a los procedimientos tarifarios por Uso y Conexión del Sistema de Transmisión que se encuentra en el título IX del Reglamento de Transmisión como la metodología para determinar los cargos que EDECHI pagará a ITSMUS por el uso de las redes e instalaciones propiedad de ITSMUS.

Los parámetros utilizados para el cálculo del ingreso máximo permitido aprobados para el periodo tarifario del 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2017, se muestra en la tabla #1

Tabla #1: Parámetros regulados pare el cálculo de ingreso máximo permitido por el uso de redes e instalaciones propiedad de ITSMUS.

Sistema de Transmisión	Sistema Principal
OMTCT	2.03%

ADMCT	**0.78%**
DEP	**3.00%**
RRT	**7.90%**

Los ingresos máximos permitidos a ITSMUS serán aquellos que le reconozcan los costos del Uso de Redes e Instalaciones en el año (i) y se calcularán de acuerdo a la fórmula siguiente:

IPCTi=ADMCTi+OMTCTi+ACTCTi*DEP%+ACTNCTi*RRT (1)

Donde:

IPCTi: Es el valor de los ingresos permitidos para cubri los costos de uso de red e instalaciones propiedad de ITSMUS en el año calendario (i) del periodo tarifario.

DEP%: Es la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo

RRT: Es la tasa de rentabilidad regulada

ADMCTi: Es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración de uso de red e instalaciones propiedad de ITSMUS en el año calendario (i) del periodo tarifario.

El valor de ADMCTi se obtiene de la siguiente expresión:

ADMCTi=ACTCTi*ADMT% (2)

Donde:

ACTCTi: Es el valor bruto de los activos fijos de uso de red e instalaciones propiedad de ITSMUS, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo.

ADMT%: Es la tasa regulada de costos de administración.

OMTCTi: Es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento del uso de red e instalaciones propiedad de ITSMUS en el año calendario (i) del periodo tarifario.

El valor de OMTCTi se obtiene de la siguiente expresión:

OMTCTi=ACTCTi*OMT%

Donde:

ACTCTi: Es el valor bruto de los activos fijos del uso de red e instalaciones propiedad de ITSMUS a costo original, correspondiente al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTCTm correspondiente a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados por EDECHI propiedad de ITSMUS.

OMT%: Es la tasa regulada de costos de operación y mantenimiento

ACTNCTi: Es el valor neto de los activos fijos del uso de red e instalaciones propiedad de ITSMUS a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTNCTm correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados por EDECHI propiedad de ITSMUS.

5. ACTIVOS, PORCENTAJE DE USO Y SU VALORACIÓN

Los activos involucrados en la implementación de esta conexión están clasificados en cuatro (4) renglones, ver tabla 2

Tabla 2: Descripción y valoración de Activos

Descripción del Activo	VNR
Línea 34-72	492,798.86
Recloser	46,343.87
Interconexión con Macano	163,691.84
Servidumbres (Terrenos)	125,029.88
Total	827,864.45

1. Línea 34-72: línea existente de 7.7 Km en poste de concreto y conductor 477 ASCR con la cual la Central Concepción se conecta a la Subestación Boquerón 3.
2. Recloser: Equipo nuevo conexión/desconexión que se instalará en el extremo más cercano a la planta de la línea 34-72 con capacidad interruptiva y de control remoto.
3. Interconexión con Macano: Instalación de conexión como activo compartido a partes iguales entre la Central Macano y la Central Concepción. A través de este equipo ambas Centrales se conectan la subestación Boquerón 3. Esta instalación está compuesta de el interruptor 3LA42, cuchillas 3LA41 y 3LA43, cables, errajes y accesorios.
4. Servidumbres y terrenos por donde pasa la línea 34-72.

El porcentaje de uso (%Uso) está basado en el estudio de interconexión entregado a ETESA donde se presenta una demanda máxima por la interconexión de 23.2 MVA (tabla 40) y una capacidad del conductor 477 ASCR de 659 A.

$MVA_{conductor}$ = Raíz(3)*34.5*659/1000= 39.38

%Uso= Demanda_Max/MVA_conductor= (23.2/39.38)*100 = 59%

6. DETERMINACIÓN DEL CARGO (TARIFA)

Aplicando la metodología a los activos individualmente descrita en al capítulo 4 tenemos:

Línea 34-72	Unidad		jul13-jun14	jul14-jun15	jul15-jun16	jul16-jun17
Activo Bruto	B/.	VPN	492,798.86	492,798.86	492,798.86	492,798.86
Depreciación	B/.		14,783.97	14,783.97	14,783.97	14,783.97
Depreciación acumulada	B/.		14,783.97	29,567.93	44,351.90	59,135.86
Activo Neto	B/.		478,014.89	463,230.93	448,446.96	433,663.00
Rentabilidad	B/.		37,763.18	36,595.24	35,427.31	34,259.38
Depreciación	B/.		14,783.97	14,783.97	14,783.97	14,783.97
OMTCT	B/.		10,003.82	10,003.82	10,003.82	10,003.82
ADMCT	B/.		3,843.83	3,843.83	3,843.83	3,843.83
Total	B/.		66,394.79	65,226.86	64,058.92	62,890.99
Factor de Descuento			0.96	0.89	0.83	0.77
Costo de Transmisión	B/.	**223,118.64**	63,871.79	58,154.31	52,931.25	48,161.29
Factor de Uso		**59%**				
Costo de Transmisión_EDECHI	B/.	**131,640.00**				

Recloser			jul13-jun14	jul14-jun15	jul15-jun16	jul16-jun17
Activo Bruto	B/.	VPN	46,343.87	46,343.87	46,343.87	46,343.87
Depreciación	B/.		1,390.32	1,390.32	1,390.32	1,390.32
Depreciación acumulada	B/.		1,390.32	2,780.63	4,170.95	5,561.26
Activo Neto	B/.		44,953.55	43,563.24	42,172.92	40,782.61
Rentabilidad	B/.		3,551.33	3,441.50	3,331.66	3,221.83
Depreciación	B/.		1,390.32	1,390.32	1,390.32	1,390.32
OMTCT	B/.		940.78	940.78	940.78	940.78
ADMCT	B/.		361.48	361.48	361.48	361.48
Total	B/.		6,243.91	6,134.07	6,024.24	5,914.40
Factor de Descuento			0.96	0.89	0.83	0.77
Costo de Transmisión	B/.	**20,982.56**	6,006.64	5,468.96	4,977.77	4,529.19
Factor de Uso		**59%**				
Costo de Transmisión	B/.	**12,379.71**				

Interconexión con Macano			jul13-jun14	jul14-jun15	jul15-jun16	jul16-jun17
Activo Bruto	B/.	VPN	163,691.84	163,691.84	163,691.84	163,691.84
Depreciación	B/.		4,910.76	4,910.76	4,910.76	4,910.76
Depreciación acumulada	B/.		4,910.76	9,821.51	14,732.27	19,643.02
Activo Neto	B/.		158,781.08	153,870.33	148,959.57	144,048.82
Rentabilidad	B/.		12,543.71	12,155.76	11,767.81	11,379.86
Depreciación	B/.		4,910.76	4,910.76	4,910.76	4,910.76
OMTCT	B/.		3,322.94	3,322.94	3,322.94	3,322.94
ADMCT	B/.		1,276.80	1,276.80	1,276.80	1,276.80
Total	B/.		22,054.20	21,666.25	21,278.30	20,890.35
Factor de Descuento			0.96	0.89	0.83	0.77

Costo de Transmisión	B/.	**74,112.79**	21,216.14	19,316.98	17,582.05	15,997.62
Factor de Uso		**59%**				
Costo de Transmisión	B/.	**43,726.55**				

Servidumbres (Terrenos)			**jul13-jun14**	**jul14-jun15**	**jul15-jun16**	**jul16-jun17**
Activo Bruto	B/.	VPN	125,029.88	125,029.88	125,029.88	125,029.88
Depreciación	B/.		3,750.90	3,750.90	3,750.90	3,750.90
Depreciación acumulada	B/.		3,750.90	7,501.79	11,252.69	15,003.59
Activo Neto	B/.		121,278.98	117,528.09	113,777.19	110,026.29
Rentabilidad	B/.		9,581.04	9,284.72	8,988.40	8,692.08
Depreciación	B/.		3,750.90	3,750.90	3,750.90	3,750.90
OMTCT	B/.		2,538.11	2,538.11	2,538.11	2,538.11
ADMCT	B/.		975.23	975.23	975.23	975.23
Total	B/.		16,845.28	16,548.95	16,252.63	15,956.31
Factor de Descuento			0.96	0.89	0.83	0.77
Costo de Transmisión	B/.	**56,608.28**	16,205.16	14,754.55	13,429.39	12,219.19
Factor de Uso		**59%**				
Costo de Transmisión	B/.	**33,398.89**				

TARIFA

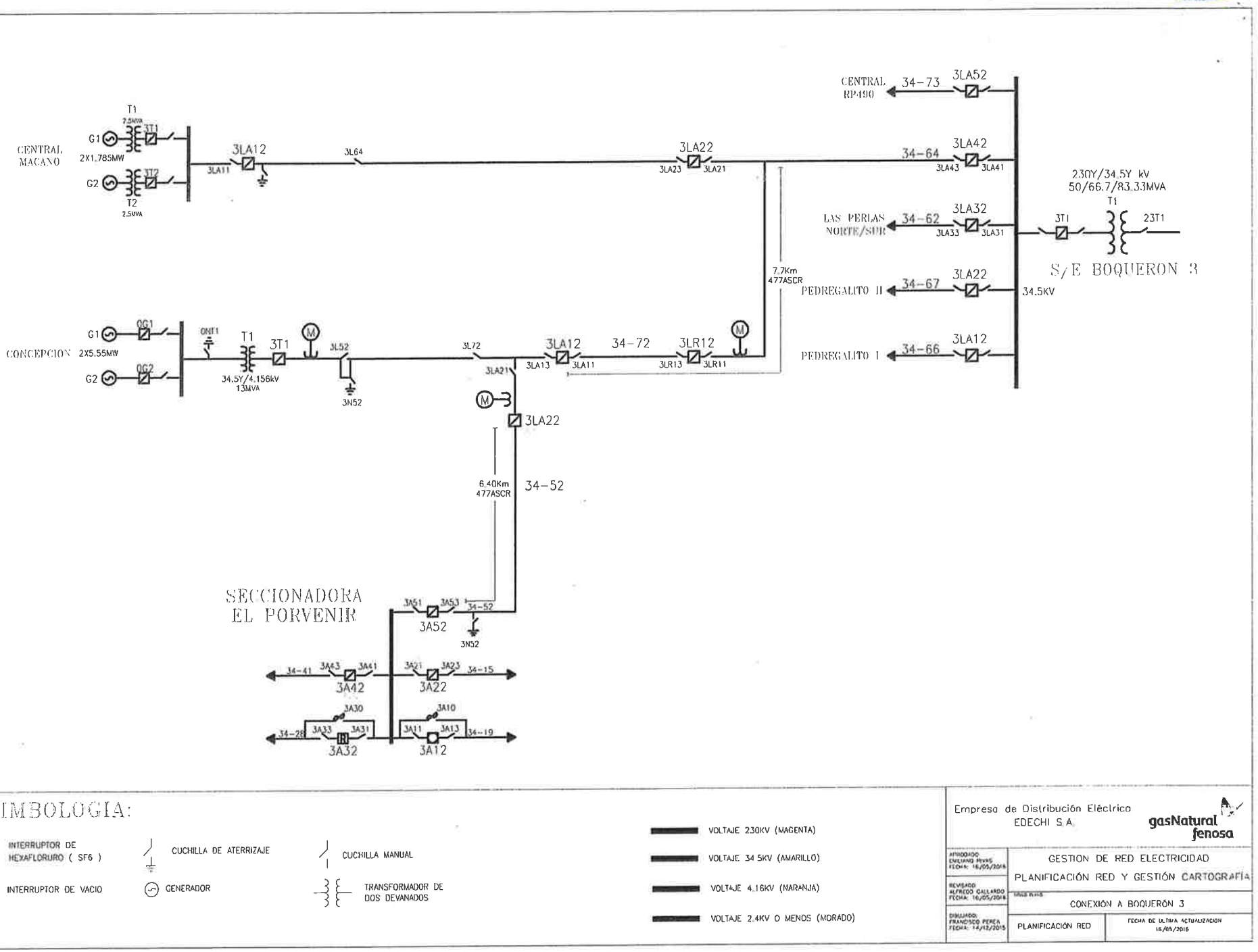
CARGO TOTAL A PAGAR POR EDECHI - TARIFA			**jul13-jun14**	**jul14-jun15**	**jul15-jun16**	**jul16-jun17**
Costo Total de Transmisión	B/.	**374,822.27**				
Costo Total de Transmisión Asignado a EDECHI	B/.	**221,145.14**				
Demanda Máxima de EDECHI	**KW**	**92,800**	23,200.00	23,200.00	23,200.00	23,200.00
VPN_Demanda Max.	**KW**	**79,939**	22,318.40	20,684.42	19,169.93	17,766.33
Cargo por Uso de Red a julio 2013	**B/./Kwinst.-mes**		CT_asig._EDECHI / VNP_Dem.Max			**0.2305**
Cargo por Uso de Red a julio 2015	**B/./Kwinst.-mes**		Cargo_julio-13*(1+var14)*(1+var15)			**0.2308**

Indice de Precio al Consumidor	IPC	Var
IPC julio 2013	103.7	
IPC julio 2014	102.7	-1.0%
IPC julio 2015	103.8	1.1%

TARIFA APLICAR A EDECHI= 0.2308 B/./Kwinst.-mes

7. ANEXOS

a. Diagrama Unifilar de Conexión
b. Certificación de CPA detallando que la sociedad Istmus Hydro Power Corp, mantiene según sus libros y registros contables el valor de la inversión en la línea 34-72.
c. Nota de ETESA No. ETE-DTR-GPL-432-2015 - Conexión de la línea 34-52 de EDECHI, aprobando conexión indirecta al SIN.
d. Explotación Actual, Diagrama 1. Unifilar Actual del Estudio de Conexión de EDECHI a la subestación Boquerón 3, pág. 6/38.
e. Explotación Propuesta, Diagrama 2. Operación Propuesta del Estudio de Conexión de EDECHI a la subestación Boquerón 3, pág. 9/38.
f. Tabla 40. Pronóstico de carga para los próximos veinte (20) años del Estudio de Conexión de EDECHI a la subestación Boquerón 3, pág. 32/38.
a. Mapa de Localización y punto de conexión de la nueva SE, se muestran las líneas y las subestaciones más cercanas al proyecto. Estudio de Conexión de EDECHI a la subestación Boquerón 3, pág. 33/38.



SIMBOLOGIA:

- INTERRUPTOR DE HEXAFLORURO (SF6)
- INTERRUPTOR DE VACIO
- CUCHILLA DE ATERRIZAJE
- GENERADOR
- CUCHILLA MANUAL
- TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS

- VOLTAJE 230KV (MAGENTA)
- VOLTAJE 34.5KV (AMARILLO)
- VOLTAJE 4.16KV (NARANJA)
- VOLTAJE 2.4KV O MENOS (MORADO)

Empresa de Distribución Eléctrica
EDECHI S.A.

gasNatural fenosa

APROBADO: EVELIANO IRVING FECHA: 16/05/2016	GESTION DE RED ELECTRICIDAD
REVISADO: ALFREDO GALLARDO FECHA: 16/05/2016	PLANIFICACIÓN RED Y GESTIÓN CARTOGRAFÍA
DIBUJADO: FRANCISCO PEREA FECHA: 14/12/2015	CONEXIÓN A BOQUERÓN 3
	PLANIFICACIÓN RED / FECHA DE ULTIMA ACTUALIZACION 16/05/2016

CERTIFICACIÓN DE CONTADOR PÚBLICO AUTORIZADO

Quien suscribe, Eduard A. Cedeño, Contador Público Autorizado en la república de Panamá, con No. De Licencia 0065-2010 certifico que la sociedad ISTMUS HYDRO POWER CORP. mantiene según sus libros y registros contables, una inversión en la Línea 34-72 por valor de $746,018.53. Inversión que consiste en la línea de transmisión antes mencionada y todos sus componentes según se desglosa a continuación:

NOMBRE	VNR
Línea 34-72	492,798.86
Recloser	46,343.87
Interconexión con Macano (50% de $163,691.84 Gasto Compartido)	81,845.92
Servidumbres (Terrenos)	125,029.88
Total	***746,018.53***

Eduard A. Cedeño
CPA 0065-2010

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DTR-GPL-432-2015
1 de octubre de 2015

Katerina Kay 2:30pm 5/10/15

Ingeniero
José Antonio Hurtado de Mendoza
Country Manager
Gas Natural Fenosa
E. S. D.

Asunto: Solicitud de conexión de la línea 34-52 de EDECHI a la línea 34-72 de Isthmus Hydro Power, S.A.

Estimado ingeniero Hurtado de Mendoza:

Hacemos referencia a su nota CM-956-2015, con fecha de 2 de septiembre de 2015, mediante la cual entrega el estudio eléctrico necesario para obtener la viabilidad de conexión de la línea de distribución 34-52, propiedad de EDECHI, a la línea 34-72, propiedad de la empresa Isthmus Hydro Power, S.A. (central hidroeléctrica Concepción). Estas líneas se encuentran separadas actualmente mediante el seccionador 3L52A que opera normalmente abierto. Con esta conexión se creará una conexión indirecta de la red de distribución de EDECHI a la Subestación Boquerón III.

La información entregada por Gas Natural Fenosa para esta solicitud de conexión consiste de lo siguiente:

1. Información técnica del proyecto.
2. Estudio Eléctrico, el cual incluye análisis de flujos de potencia.
3. Estudio de Coordinación de Protecciones.
4. Información solicitada en el Tomo V del Reglamento de Operación (Normas para la Expansión del Sistema).
5. Nota IHP-238-2014, de la empresa Istmus Hydro Power Corp., mediante la cual indican que están de acuerdo con este proyecto.
6. Respuesta a comentarios de ETESA.

El estudio eléctrico presentado demuestra que la conexión del circuito 34-52 de EDECHI al circuito 34-72 de Istmus Hydro Power Corp., no causa un efecto

adverso sobre el Sistema de Transmisión. Además, la información entregada cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión y el Tomo V del Reglamento de Operación, por lo que ETESA le otorga la Viabilidad de Conexión como usuario indirecto.

Queda pendiente por parte de EDECHI la entrega de la siguiente información:

1. Diagrama unifilar y las nomenclaturas propuestas de la interconexión indirecta en la S/E Boquerón III por medio de interconexión de Hidro Concepción (circuito 34-72) para la revisión de las mismas por el CND.

2. Con respecto a las señales de los nuevos equipos a instalar, deben presentar la lista de las señales analógicas y digitales con su respectiva nomenclatura propuesta, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación, Tomo IV, Capítulo I, numeral NII.1.4.

A la vez, le recordamos que para la entrada en operación comercial de este proyecto se debe cumplir con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, Título IV, Capítulo IV.2, Sección IV.2.3, "Autorización para la Puesta en Servicio de la Conexión o Ampliación", además de lo solicitado en el Reglamento de Operación.

Finalmente le informamos que EDECHI tendrá que suscribir con ETESA un contrato de acceso como usuario indirecto respecto a este nuevo punto de conexión.

Atentamente,

Iván Barría M.
Gerente General

2. Explotación Actual

Actualmente, la subestación Porvenir se encuentra alimentada por el circuito 34-15 de Mata de Nance y cuenta como opción de respaldo con las líneas 34-41 (SE Progreso) y 34-53. Además, desde la conexión de Hidro Concepción a la subestación Boquerón III, el seccionador 3L52A que separa la línea 34-72 y 34-52 se encuentra abierto. A continuación, se presenta en el Diagrama 1, el unifilar de la zona (Actual).

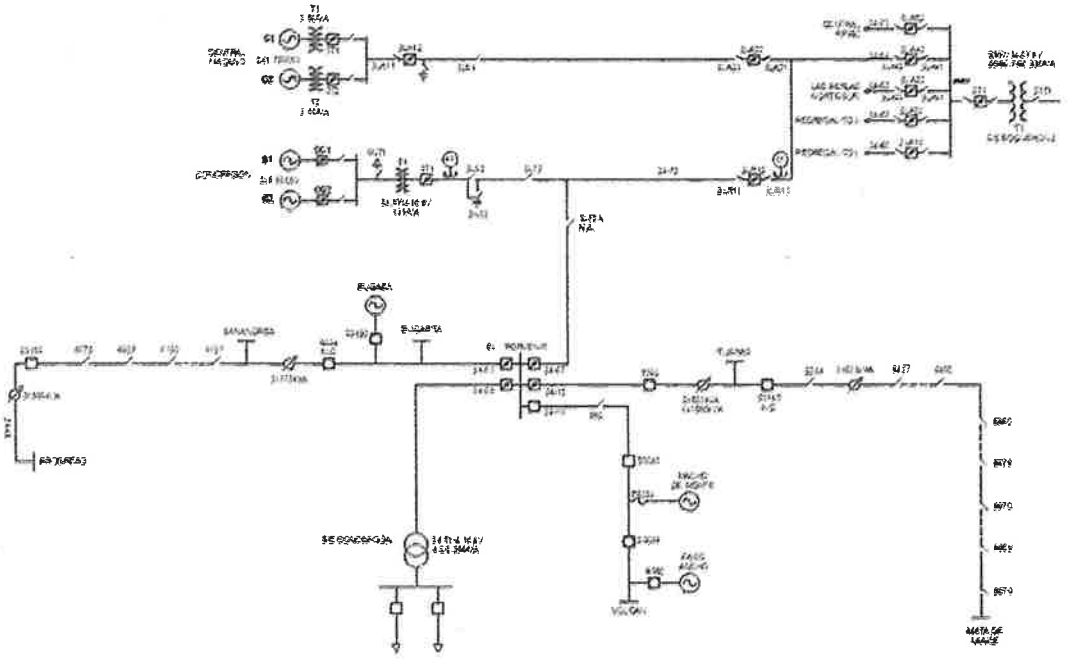


Diagrama 1. Unifilar actual

3. Explotación Propuesta

Como se definió en la descripción general, el proyecto aprovechará parte de la infraestructura existente en la interconexión de los circuitos 34-52 y el 34-52 del generador Hidro Concepción.

Para lograr esta interconexión, se propone reemplazar el seccionador existente (3L52A) en el punto frontera de ambas empresas, por un interruptor telecontrolado, que con sus ajustes, garantice una correcta coordinación para que las fallas en la red de distribución, sean despejadas en última instancia por el mismo, sin afectar la operación de Hidro Concepción. Además se adicionará un SMEC en el punto de conexión de la línea 34-52 con la 34-72, para registrar los retiros de energía de EDECHI en esta línea. También un nuevo interruptor intermedio sobre la línea 34-72, para poder seccionar y aislar una posible falla entre el punto de conexión de la 34-52 y la Subestación Boquerón III.

De esta forma, se plantea la apertura de los IT 8584 (34-41) y 20140 (34-15), y el cierre del IT 3A42 (34-53) de Subestación El Porvenir y del interruptor 3L52A del circuito 34-52 (que remplazará el seccionador actual), ver diagrama ilustrativo (diagrama 1). Con la explotación propuesta se alimentarán indirectamente las subestaciones Bugabita, Tijeras y Porvenir junto con su carga asociada, y los agentes generadores conectados en esa red, desde la subestación Boquerón III. El sistema actual de dos puntos de inyección 34-15 en Mata de Nance y 34-41 en Progreso, explotados en antena (no anillados), pasará a ser explotado desde tres puntos de inyección (34-15, 34-41 y 34-72) en antena (no anillados), pero con posibilidad de respaldo.

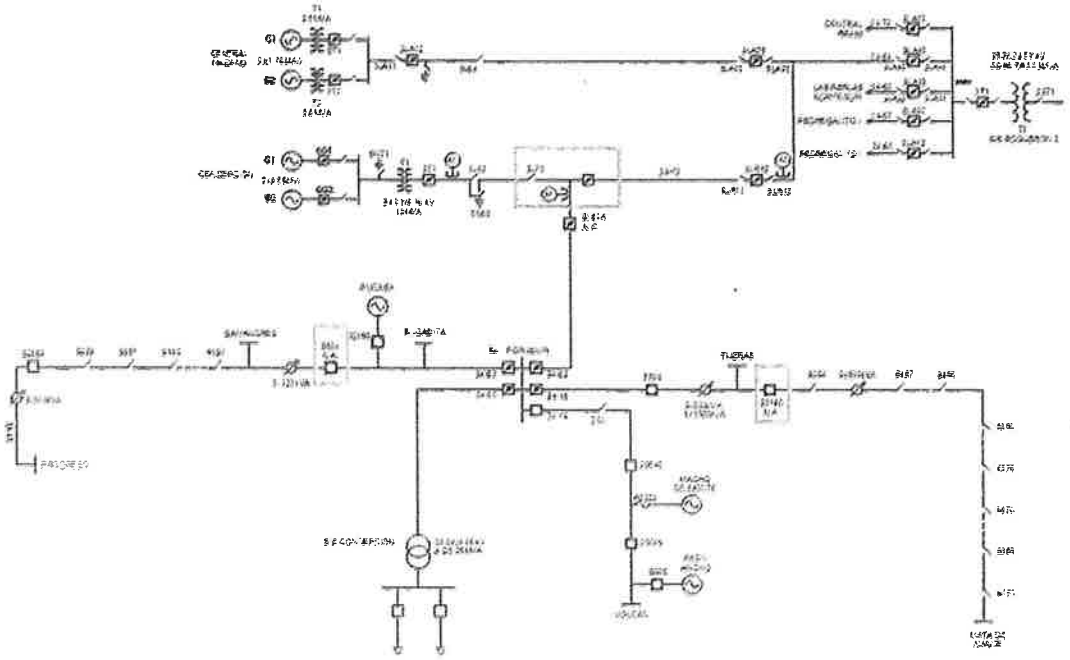


Diagrama 2. Operación propuesta

b) Demanda máxima diaria, no coincidente, en los puntos de interconexión, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
La demanda máxima diaria no coincidente esperada para los nuevos circuitos es de 23,1 MW en explotación normal para el año 2015, y el año siguiente se espera una máxima de 24,3MW.

c) Demanda diaria en los puntos de interconexión, a la hora que ocurre la demanda "máxima" del sistema, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
La demanda máxima diaria a la hora que ocurre la demanda máxima del sistema se estima en 18,7 MW el primero año y 19,2 MW pronosticado al año siguiente.

d) Demanda diaria en los puntos de interconexión, a la hora que ocurre la demanda "mínima" del sistema, histórica y la pronosticada para el año siguiente.
La demanda mínima diaria a la hora que ocurre la demanda mínima del sistema se estima en 15,3 MW el primero año y 16,0 MW pronosticado al año siguiente.

3. Pronóstico de carga para los próximos veinte (20) años.

a) Con el fin de establecer los requerimientos de demanda y energía en el SIN, cada Agente del Mercado deberá proporcionar a ETESA, un pronóstico mensual de demanda activa y energía activa para los próximos 20 años de su respectivo sistema.
La siguiente tabla muestra el pronóstico de demanda mensual para los próximos 20 años. Para ésta proyección se consideró un crecimiento de la demanda de 5% anual.

Año	P (MW)	Q (MVAR)	S (MVA)	Energía Mensual (MWh)	Energía Anual (MWh)
2016	22,5	5,7	23,2	13549,7	164854,4
2017	23,6	5,9	24,4	14227,2	173097,2
2018	24,8	6,2	25,6	14938,5	181752,0
2019	26,0	6,6	26,8	15685,4	190839,6
2020	27,3	6,9	28,2	16469,7	200381,6
2021	28,7	7,2	29,6	17293,2	210400,7
2022	30,1	7,6	31,1	18157,9	220920,7
2023	31,6	8,0	32,6	19065,8	231966,8
2024	33,2	8,4	34,3	20019,0	243565,1
2025	34,9	8,8	36,0	21020,0	255743,3
2026	36,6	9,2	37,8	22071,0	268530,5
2027	38,5	9,7	39,7	23174,6	281957,0
2028	40,4	10,2	41,6	24333,3	296054,9
2029	42,4	10,7	43,7	25549,9	310857,6
2030	44,5	11,2	45,9	26827,4	326400,5
2031	46,8	11,8	48,2	28168,8	342720,5
2032	49,1	12,4	50,6	29577,3	359856,6
2033	51,5	13,0	53,2	31056,1	377849,4
2034	54,1	13,6	55,8	32608,9	396741,9
2035	56,8	14,3	58,6	34239,4	416579,0

Tabla 40. Pronóstico de carga para los próximos veinte (20) años

4. Categorías de clientes.
La carga a ser transferida hacia la subestación Boquerón III tiene en su mayoría demanda comercial y residencial.

5. Localización y punto de conexión de la nueva SE.
En la siguiente figura, se muestran las líneas y las subestaciones más cercanas al proyecto.

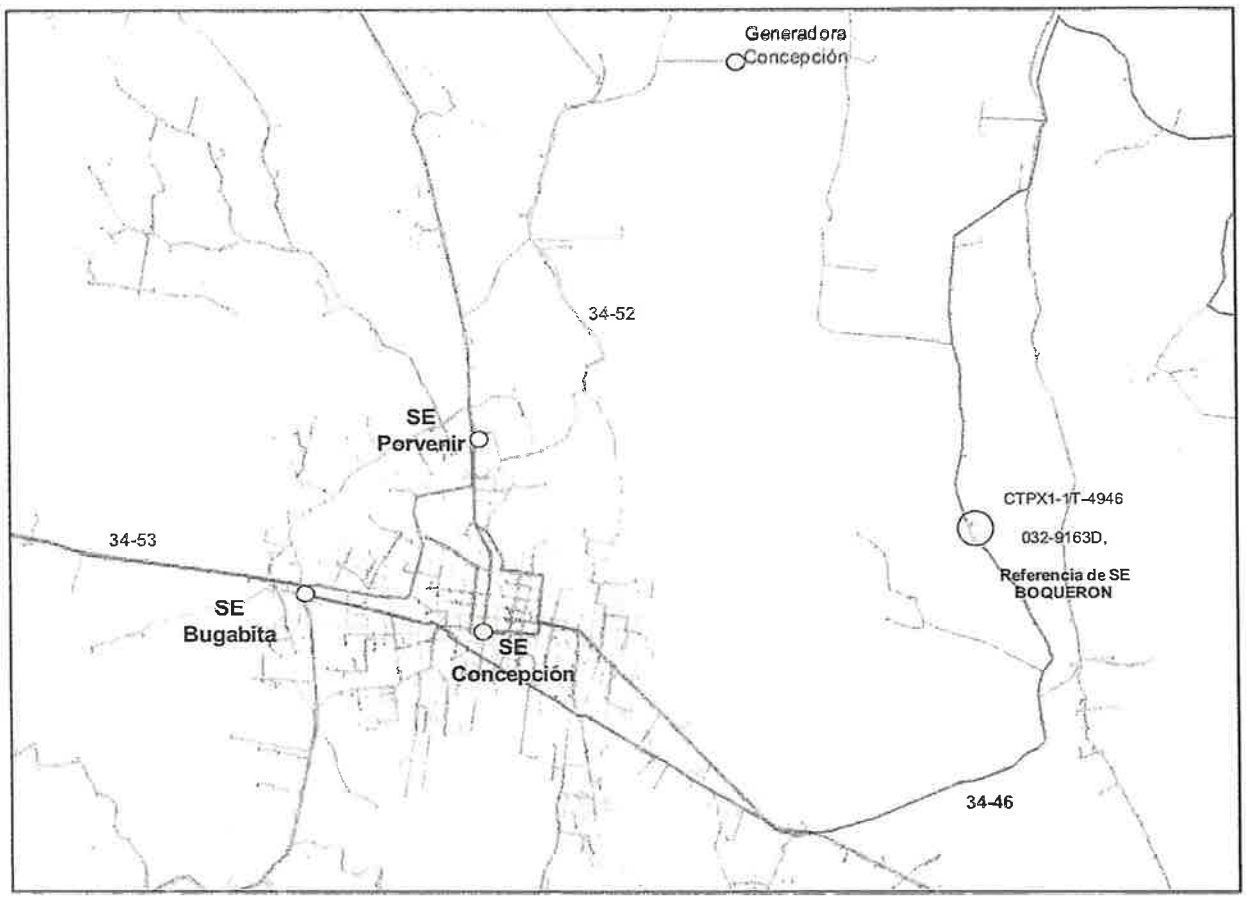


Figura 2. Ubicación de subestaciones impactadas.

6. Características Eléctricas de Líneas.

   a) Longitud de la Línea en Km.
   No aplica

   b) Máxima cargabilidad de la línea en operación normal y emergencia (MVA ó Amperios).
   No aplica