



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 22149 -Elec de *7 de octubre* del 2026

“Por la cual se aprueba el Pliego Tarifario del cargo por uso de redes e instalaciones de la empresa **ISTMUS HYDRO POWER, S. de R.L.**, para la conexión de la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)** a la Línea 34-72, correspondiente a los periodos del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025 y del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029.”

**PLIEGO TARIFARIO PERIODO DEL 1 DE JULIO DE 2021
AL 30 DE JUNIO DE 2025**

PLIEGO TARIFARIO DE LOS CARGOS POR USO DE RED DE ELÉCTRICA
E INSTALACIONES PROPIEDAD DE LA EMPRESA ISTMUS HYDRO
POWER S. DE R. L. 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, S. de R. L. (ISTMUS), 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 ISTMUS, Líneas 34-52 propiedad de EDECHI y la 34-72 propiedad de ISTMUS. 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.

2. MARCO LEGAL

El cálculo de esta tarifa utiliza los principios del Reglamento de Transmisión (RT) en su artículo 210, 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 con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.

"Artículo 210

...

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 se ha confeccionado siguiendo lo 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.18213-Elec de 7 de febrero de 2023, por la cual se aprueban las Empresas Comparadoras, la Tasa de Rentabilidad y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario de julio 2021 a julio 2025, de dónde se tomaron los indicadores y tasa de rentabilidad para el periodo tarifario vigente. Los cálculos de la tarifa se apegan a la metodología definida en el 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, e ISTMUS 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 2021 al 30 de junio de 2025 sujeto a la aprobación de la ASEP. El mismo rige a partir de la aprobación de la ASEP, hasta el 30 de junio de 2025.

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 deberá pagar a ISTMUS.

Los parámetros utilizados para el cálculo del ingreso máximo permitido aprobados para el período tarifario del 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025, se muestran en la tabla #1.

Tabla #1

Parámetros regulados para el cálculo de ingreso máximo permitido por el uso de redes e instalaciones propiedad de Istmus Hydro Power Corp.

Sistema de Transmisión	Sistema Principal
OMTCT	1.87%
ADMCT	1.32%
DEP	3.34%
RRT	7.30%

Los ingresos máximos permitidos a ISTMUS 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:

$$IPCT_i = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCT_i * DEP\% + ACTNCT_i * RRT \quad (1)$$

Dónde:

IPCT_i: es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de uso de red e instalaciones propiedad de ISTMUS en el año calendario (i) del período tarifario.

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

RRT: es la tasa de rentabilidad regulada

ADMCT_i: es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración de uso de red e instalaciones propiedad de ISTMUS en el año calendario (i) del período tarifario.

El valor de ADMCT_i se obtiene de la siguiente expresión:

$$ADMCT_i = ACTCT_i * ADMT\% \quad (2)$$

Dónde:

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

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

OMTCT_i es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento del uso de red e instalaciones propiedad de ISTMUS en el año calendario (i) del período tarifario

El valor OMTCT_i se obtiene de la siguiente expresión:

$$OMTCT_i = ACTCT_i * OMT\% \quad (3)$$

Dónde:

ACTCTi: es el valor bruto de los activos fijos del uso de red e instalaciones propiedad de ISTMUS 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 ISTMUS.

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 ISTMUS 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 ISTMUS.

5. VALORACIÓN DE ACTIVOS

Los activos involucrados en la implementación de esta conexión están clasificados en cuatro renglones, presentados en la tabla No. 2

Tabla No. 2: Descripción y Valorización 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 instaló 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 a la subestación Boquerón 3. Esta instalación está compuesta de el interruptor 3LA42, cuchillas 3LA41 y 2LA43, 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, para 2017 de 24.4 MVA (Tabla 40) y una capacidad del conductor 477 ASCR de 659 A.

$$MVA_{conductor} = \frac{\sqrt{3} * 34.5 * 659}{1000} = 39.38 \text{ MVA}$$

$$\%USO = \frac{Demanda_Max}{MVA_{conductor}} = \frac{25}{39.38} * 100 = 63.48\%$$

6. DETERMINACIÓN DEL CARGO (TARIFA)

Línea 34-72	Unidad		jul21-jun22	jul22-jun23	jul23-jun24	jul24-jun25
Activo Bruto	B/.	VPN	492,798.86	492,798.86	492,798.86	492,798.86
Depreciación	B/.		16,452.52	16,452.52	16,452.52	16,452.52
Depreciación acumulada	B/.		144,580.23	161,032.75	177,485.28	193,937.80
Activo Neto	B/.		348,218.63	331,766.11	315,313.58	298,861.06
Rentabilidad	B/.		25,419.96	24,218.93	23,017.89	21,816.86
Depreciación	B/.		16,452.52	16,452.52	16,452.52	16,452.52
OMTCT	B/.		9,215.34	9,215.34	9,215.34	9,215.34
ADMCT	B/.		6,504.94	6,504.94	6,504.94	6,504.94
Total	B/.		57,592.77	56,391.73	55,190.70	53,989.67
Factor de Descuento			0.97	0.90	0.84	0.78
Costo de Transmisión	B/.	194,800.63	55,600.06	50,735.64	46,277.40	42,187.52
Factor de Uso		63%				
Costo de Transmisión EDECHI	B/.	123,659.44				

Recloser			jul21-jun22	jul22-jun23	jul23-jun24	jul24-jun25
Activo Bruto	B/.	VPN	46,343.87	46,343.87	46,343.87	46,343.87
Depreciación	B/.		1,547.23	1,547.23	1,547.23	1,547.23
Depreciación acumulada	B/.		13,596.64	15,143.87	16,691.10	18,238.33
Activo Neto	B/.		32,747.23	31,200.00	29,652.77	28,105.54
Rentabilidad	B/.		2,390.55	2,277.60	2,164.65	2,051.70
Depreciación	B/.		1,547.23	1,547.23	1,547.23	1,547.23
OMTCT	B/.		866.63	866.63	866.63	866.63
ADMCT	B/.		611.74	611.74	611.74	611.74
Total	B/.		5,416.15	5,303.20	5,190.25	5,077.30
Factor de Descuento			0.97	0.90	0.84	0.78
Costo de Transmisión	B/.	18,319.47	5,228.75	4,771.29	4,352.03	3,967.41
Factor de Uso		63%				
Costo de Transmisión	B/.	11,629.20				

Interconexión con Macano			jul21-jun22	jul22-jun23	jul23-jun24	jul24-jun25
Activo Bruto	B/.	VPN	163,691.84	163,691.84	163,691.84	163,691.84
Depreciación	B/.		5,465.00	5,465.00	5,465.00	5,465.00
Depreciación acumulada	B/.		48,024.87	53,489.87	58,954.87	64,419.86
Activo Neto	B/.		115,666.97	110,201.97	104,736.97	99,271.98

Rentabilidad	B/.		8,443.69	8,044.74	7,645.80	7,246.85
Depreciación	B/.		5,465.00	5,465.00	5,465.00	5,465.00
OMTCT	B/.		3,061.04	3,061.04	3,061.04	3,061.04
ADMCT	B/.		2,160.73	2,160.73	2,160.73	2,160.73
Total	B/.		19,130.45	18,731.51	18,332.57	17,933.62
Factor de Descuento			0.97	0.90	0.84	0.78
Costo de Transmisión	B/.	64,706.47	18,468.54	16,852.74	15,371.86	14,013.33
Factor de Uso		63%				
Costo de Transmisión	B/.	41,075.67				

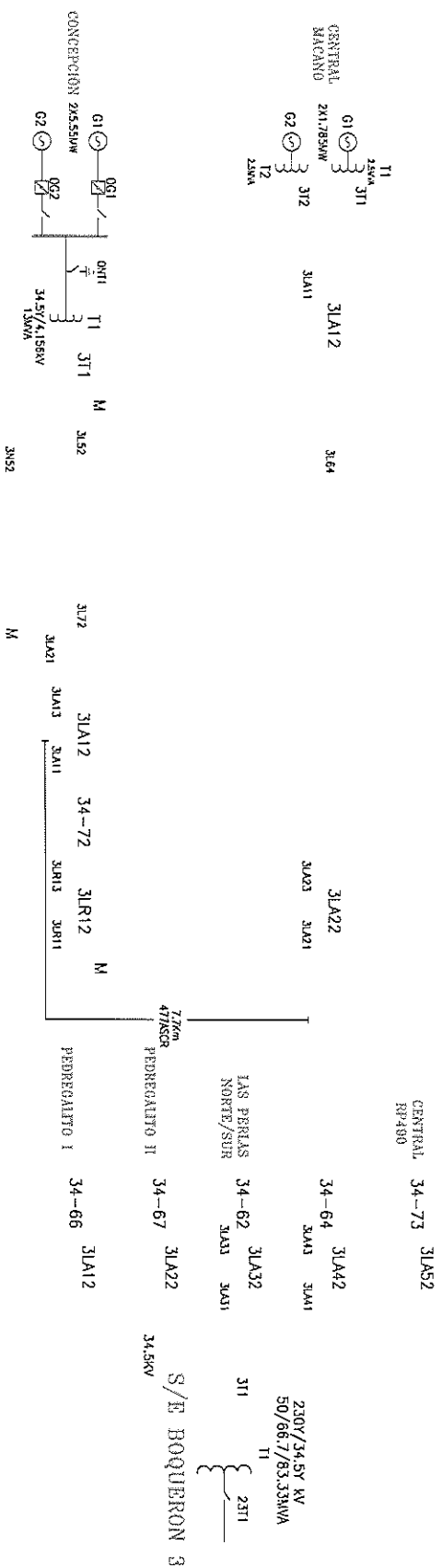
Servidumbres (Terrenos)			jul21-jun22	jul22-jun23	jul23-jun24	jul24-jun25
Activo Bruto	B/.	VPN	125,029.88	125,029.88	125,029.88	125,029.88
Depreciación	B/.		4,174.23	4,174.23	4,174.23	4,174.23
Depreciación acumulada	B/.		36,682.00	40,856.23	45,030.47	49,204.70
Activo Neto	B/.		88,347.88	84,173.65	79,999.41	75,825.18
Rentabilidad	B/.		6,449.40	6,144.68	5,839.96	5,535.24
Depreciación	B/.		4,174.23	4,174.23	4,174.23	4,174.23
OMTCT	B/.		2,338.06	2,338.06	2,338.06	2,338.06
ADMCT	B/.		1,650.39	1,650.39	1,650.39	1,650.39
Total	B/.		14,612.08	14,307.36	14,002.64	13,697.92
Factor de Descuento			0.97	0.90	0.84	0.78
Costo de Transmisión	B/.	49,423.61	14,106.50	12,872.33	11,741.22	10,703.56
Factor de Uso		63%				
Costo de Transmisión	B/.	31,374.11				

CARGO TOTAL A PAGAR POR EDECHI - TARIFA			jul21-jun22	jul22-jun23	jul23-jun24	jul24-jun25
Costo Total de Transmisión	B/.	327,250.18				
Costo Total de Transmisión Asignado a EDECHI	B/.	207,738.41				
Demanda Máxima de EDECHI	KW	25,000	25,000.00	25,000.00	25,000.00	25,000.00
VPN_Demanda Max.	KW	87,125	24,135.00	22,492.50	20,962.50	19,535.00
Cargo por Uso de Red a julio 2017	B./Kwinst.-mes		CT_asig._EDECHI / VPN_Dem.Max			0.1987

TARIFA QUE APLICAR A EDECHI = 0.1987 USD\$/kWinst.-mes

7. ANEXOS

- a. Diagrama Unifilar de Conexión
- b. Nota de ETESA No. ETE-DTR-GPL-432-2015 – Conexión de la línea 34-52 de EDECHI, aprobando conexión indirecta al SIN.



SECCIONADORA EL PORVENIR

SIMBOLOGIA:

- ☒ INTERRUPTOR DE
HEXAFENURO (SF6)
- ☐ INTERRUPTOR DE VACO

CUCHILLA DE ATERRIZAJE

CUCHILLA VARIANTE
TRANSFORMADORES DE
DOS DERIVADOS

VOLTAJE 230KV (GRIS)
VOLTAJE 34.5KV (AMARILLO)
VOLTAJE 24KV O MENOS (ROJADO)

Empresa de Distribución Eléctrico
EDECHE S.A.
gasNatural
fenosa

PLANIFICACIÓN RED Y GESTIÓN CARTOGRAFÍA

CONEXIÓN A BOQUERON 3

PLANIFICACIÓN RED



ETESA EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DTR-GPL-432-2015

1 de octubre de 2015

Ingeniero

José Antonio Hurtado de Mendoza

Country Manager

Gas Natural Fenosa

E. S. D.

Katrina Ray 2/30/15
Gerente General
Gas Natural Fenosa
Country Manager

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 Isthmus 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 Isthmus 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 Barria M.
Gerente General

60.

- 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

**PLIEGO TARIFARIO PERIODO DEL 1 DE JULIO DE 2025
AL 30 DE JUNIO DE 2029**

**PLIEGO TARIFARIO DE LOS CARGOS POR USO DE RED DE ELÉCTRICA
E INSTALACIONES PROPIEDAD DE LA EMPRESA ISTMUS HYDRO
POWER S. DE R. L. 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, S. de R. L. (ISTMUS), 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 ISTMUS, Líneas 34-52 propiedad de EDECHI y la 34-72 propiedad de ISTMUS. 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.

2. MARCO LEGAL

El cálculo de esta tarifa utiliza los principios del Reglamento de Transmisión (RT) en su artículo 210, 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 con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.

"Artículo 210

...

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 se ha confeccionado siguiendo lo 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.21112-Elec de 04 de diciembre de 2025, por la cual se aprueban las Empresas Comparadoras, la Tasa de Rentabilidad y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) correspondiente al periodo tarifario de julio 2025 a julio 2029, de dónde se tomaron los indicadores y tasa de rentabilidad para el periodo tarifario vigente. Los cálculos de la tarifa se apegan a la metodología definida en el 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, e ISTMUS 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 2025 al 30 de junio de 2029 sujeto a la aprobación de la ASEP. El mismo rige a partir de la aprobación de la ASEP, hasta el 30 de junio de 2029.

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 deberá pagar a ISTMUS.

Los parámetros utilizados para el cálculo del ingreso máximo permitido aprobados para el período tarifario del 1 de julio de 2025 al 30 de junio de 2029, se muestran en la tabla #1.

Tabla #1

Parámetros regulados para el cálculo de ingreso máximo permitido por el uso de redes e instalaciones propiedad de Istmus Hydro Power Corp.

Sistema de Transmisión	Sistema Principal
OMTCT	1.75%
ADMCT	0.82%
DEP	3.23%
RRT	9.60%

Los ingresos máximos permitidos a ISTMUS 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:

$$IPCT_i = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCT_i * DEP\% + ACTNCT_i * RRT \quad (1)$$

Dónde:

IPCT_i: es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de uso de red e instalaciones propiedad de ISTMUS en el año calendario (i) del período tarifario.

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

RRT: es la tasa de rentabilidad regulada

ADMCT_i: es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración de uso de red e instalaciones propiedad de ISTMUS en el año calendario (i) del período tarifario.

El valor de ADMCT_i se obtiene de la siguiente expresión:

$$ADMCT_i = ACTCT_i * ADMT\% \quad (2)$$

Dónde:

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

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

OMTCT_i es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento del uso de red e instalaciones propiedad de ISTMUS en el año calendario (i) del período tarifario

El valor OMTCT_i se obtiene de la siguiente expresión:

$$OMTCT_i = ACTCT_i * OMT\% \quad (3)$$

Dónde:

ACTCTi: es el valor bruto de los activos fijos del uso de red e instalaciones propiedad de ISTMUS 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 ISTMUS.

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 ISTMUS 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 ISTMUS.

5. VALORACIÓN DE ACTIVOS

Los activos involucrados en la implementación de esta conexión están clasificados en cuatro renglones, presentados en la tabla No. 2

Tabla No. 2: Descripción y Valorización 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 instaló 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 a la subestación Boquerón 3. Esta instalación está compuesta de el interruptor 3LA42, cuchillas 3LA41 y 2LA43, 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. Para el 2025 la demanda proyectada por EDECHI es de 36MVA (Tabla 40) lo que representa un 91% de utilización para una capacidad del conductor 477 ASCR de 659 A. Sin embargo, para el cálculo del

pliego tarifario 2025-2029, sugerimos utiliza 25 MVA lo que representa un factor de utilización de 63.48% siendo este un valor más conservador.

$$MVA_{conductor} = \frac{\sqrt{3} * 34.5 * 659}{1000} = 39.38 \text{ MVA}$$

$$\%USO = \frac{Demanda_Max}{MVA_{conductor}} = \frac{25}{39.38} * 100 = 63.48\%$$

6. DETERMINACIÓN DEL CARGO (TARIFA)

Línea 34-72	Unidad		jul25-jun26	jul26-jun27	jul27-jun28	jul28-jun29
Activo Bruto	B/.	VPN	492,798.86	492,798.86	492,798.86	492,798.86
Depreciación	B/.		15,917.40	15,917.40	15,917.40	15,917.40
Depreciación acumulada	B/.		209,855.21	225,772.61	241,690.01	257,607.42
Activo Neto	B/.		282,943.65	267,026.25	251,108.85	235,191.44
Rentabilidad	B/.		27,162.59	25,634.52	24,106.45	22,578.38
Depreciación	B/.		15,917.40	15,917.40	15,917.40	15,917.40
OMTCT	B/.		8,623.98	8,623.98	8,623.98	8,623.98
ADMCT	B/.		4,040.95	4,040.95	4,040.95	4,040.95
Total	B/.		55,744.92	54,216.85	52,688.78	51,160.71
Factor de Descuento			0.96	0.87	0.80	0.73
Costo de Transmisión	B/.	179,512.76	53,247.55	47,249.99	41,898.12	37,117.10
Factor de Uso		63.48%				
Costo de Transmisión EDECHI	B/.	113,954.70				

Recloser	Unidad		jul25-jun26	jul26-jun27	jul27-jun28	jul28-jun29
Activo Bruto	B/.	VPN	46,343.87	46,343.87	46,343.87	46,343.87
Depreciación	B/.		1,496.91	1,496.91	1,496.91	1,496.91
Depreciación acumulada	B/.		19,735.24	21,232.14	22,729.05	24,225.96
Activo Neto	B/.		26,608.63	25,111.73	23,614.82	22,117.91
Rentabilidad	B/.		2,554.43	2,410.73	2,267.02	2,123.32
Depreciación	B/.		1,496.91	1,496.91	1,496.91	1,496.91
OMTCT	B/.		811.02	811.02	811.02	811.02
ADMCT	B/.		380.02	380.02	380.02	380.02
Total	B/.		5,242.37	5,098.67	4,954.97	4,811.26
Factor de Descuento			0.96	0.87	0.80	0.73
Costo de Transmisión	B/.	16,881.77	5,007.51	4,443.49	3,940.19	3,490.57
Factor de Uso		63.48%				
Costo de Transmisión	B/.	10,716.55				

Interconexión con Macano	Uunidad		jul25-jun26	jul26-jun27	jul27-jun28	jul28-jun29
Activo Bruto	B/.	VPN	163,691.84	163,691.84	163,691.84	163,691.84
Depreciación	B/.		5,287.25	5,287.25	5,287.25	5,287.25
Depreciación acumulada	B/.		69,707.11	74,994.36	80,281.60	85,568.85
Activo Neto	B/.		93,984.73	88,697.48	83,410.24	78,122.99
Rentabilidad	B/.		9,022.53	8,514.96	8,007.38	7,499.81
Depreciación	B/.		5,287.25	5,287.25	5,287.25	5,287.25
OMTCT	B/.		2,864.61	2,864.61	2,864.61	2,864.61
ADMCT	B/.		1,342.27	1,342.27	1,342.27	1,342.27
Total	B/.		18,516.66	18,009.09	17,501.51	16,993.93
Factor de Descuento			0.96	0.87	0.80	0.73
Costo de Transmisión	B/.	59,628.33	17,687.11	15,694.92	13,917.20	12,329.10
Factor de Uso		63.48%				
Costo de Transmisión	B/.	37,852.06				

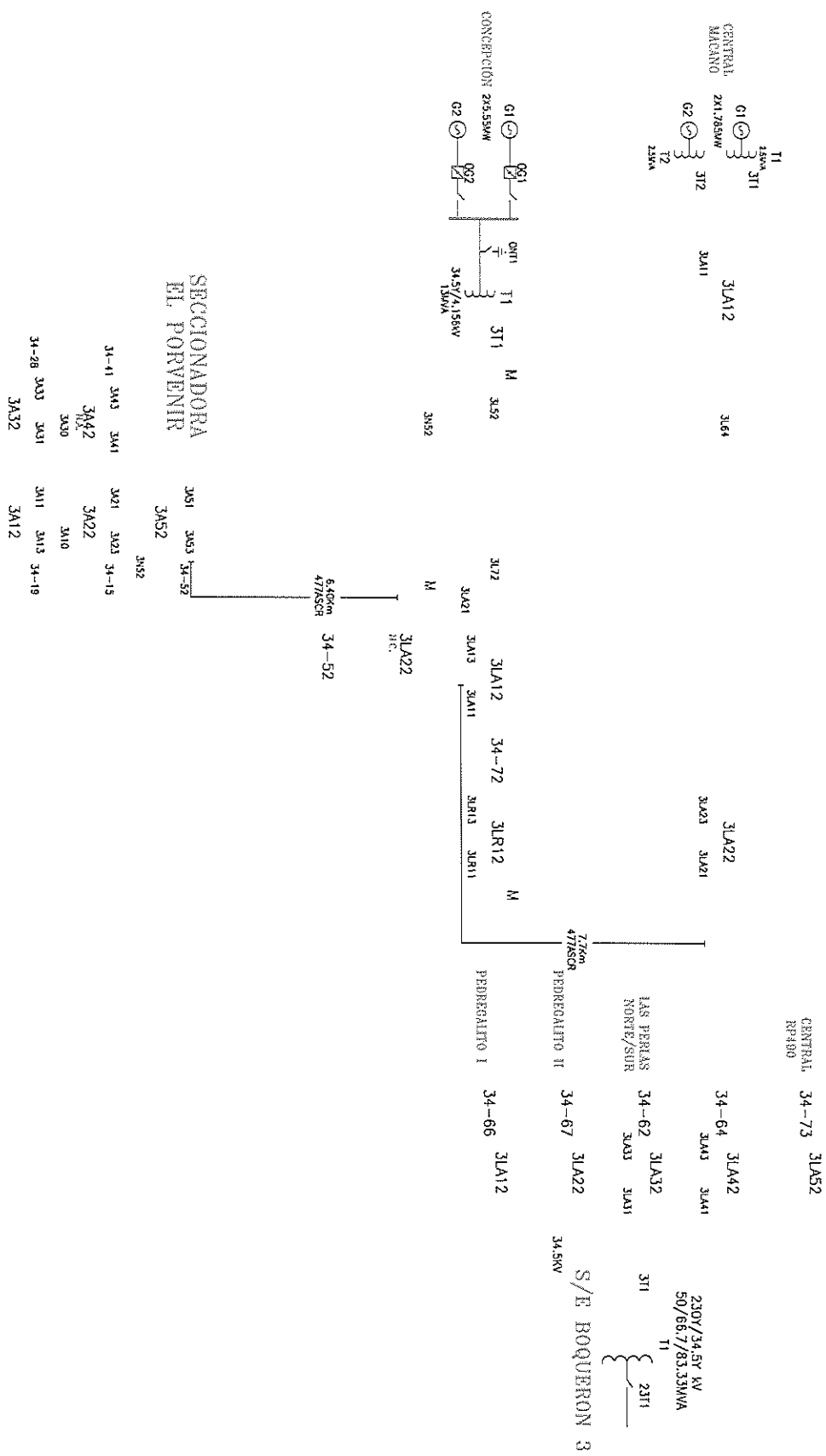
Servidumbres (Terrenos)			jul25-jun26	jul26-jun27	jul27-jun28	jul28-jun29
Activo Bruto	B/.	VPN	125,029.88	125,029.88	125,029.88	125,029.88
Depreciación	B/.		4,038.47	4,038.47	4,038.47	4,038.47
Depreciación acumulada	B/.		53,243.17	57,281.63	61,320.10	65,358.56
Activo Neto	B/.		71,786.71	67,748.25	63,709.78	59,671.32
Rentabilidad	B/.		6,891.52	6,503.83	6,116.14	5,728.45
Depreciación	B/.		4,038.47	4,038.47	4,038.47	4,038.47
OMTCT	B/.		2,188.02	2,188.02	2,188.02	2,188.02
ADMCT	B/.		1,025.25	1,025.25	1,025.25	1,025.25
Total	B/.		14,143.26	13,755.56	13,367.87	12,980.18
Factor de Descuento			0.96	0.87	0.80	0.73
Costo de Transmisión	B/.	45,544.87	13,509.64	11,987.97	10,630.13	9,417.12
Factor de Uso		63.48%				
Costo de Transmisión	B/.	28,911.88				

CARGO TOTAL A PAGAR POR EDECHI - TARIFA			jul25-jun26	jul26-jun27	jul27-jun28	jul28-jun29
Costo Total de Transmisión	B/.	301,567.72				
Costo Total de Transmisión Asignado a EDECHI	B/.	191,435.19				
Demanda Máxima de EDECHI	KW	100,000	25,000.00	25,000.00	25,000	25,000
VPN_Demanda Max.	KW	83,685	23,880.00	21,787.50	19,880.00	18,137.50
Cargo por Uso de Red a julio 2025	B/./Kwinst.-mes		CT_asig._EDECHI / VNP_Dem.Max			0.1906

TARIFA QUE APLICAR A EDECHI = 0.1906 USD\$/kWinst.-mes

7. ANEXOS

- a. Diagrama Unifilar de Conexión
- b. Nota de ETESA No. ETE-DTR-GPL-432-2015 – Conexión de la línea 34-52 de EDECHI, aprobando conexión indirecta al SIN.



SIMBOLOGIA:

- ☒ INTERRUPTOR DE RECALIBRADO (SFS)
- ☐ INTERRUPTOR DE VACO
- CUCHILLA DE ATERRIAJE
- CUCHILLA MANUAL
- GENERADOR
- TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS

- VOLTAGE 230V (CELESTE)
- VOLTAGE 34.5V (AMARILLO)
- VOLTAGE 24V O MENOS (NARANJO)

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EDIECH S.A.		gasNatural fenosa	
PLANIFICACIÓN DE RED Y GESTIÓN CARTOGRAFÍA		PLANIFICACIÓN RED Y GESTIÓN CARTOGRAFÍA	
CONEXIÓN A BOQUERÓN 3		CONEXIÓN A BOQUERÓN 3	
PLANIFICACIÓN RED		PLANIFICACIÓN RED	
PLANIFICACIÓN RED		PLANIFICACIÓN RED	



ETE S A EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DTR-GPL-432-2015

1 de octubre de 2015

Ingeniero

José Antonio Hurtado de Mendoza

Country Manager

Gas Natural Fenosa

E. S. D.

Katrina Ray 2:30pm
ETE S.A. - EDECHI S.A.
Gas Natural Fenosa
Country Manager 3/10/15

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 Isthmus 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 Isthmus 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 Barria M.
Gerente General

- 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

for