

ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No.16565-Elec de 28 de diciembre de 2020

PLIEGO TARIFARIO E INFORME METODOLOGICO

USO DE REDES

SUB ESTACION MONTE ESPERANZA

EMPRESA ELEKTRA NORESTE, S.A.

Mayo de 2019

CONTENIDO

INTRODUCCION

1. INTRODUCCION
2. PLIEGO DE CARGOS
3. MARCO LEGAL Y REGULATORIO
4. METODOLOGIA
5. CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO
6. CALCULO DE PROPORCIONALIDAD
7. ANEXOS

1. INTRODUCCIÓN

Este documento presenta la estructura de cargos por la conexión de **5.05 MW** del PROYECTO TÉRMICO TROPITÉRMICA de la empresa TROPITÉRMICA, S.A., al Sistema Principal de Transmisión a través de la Sub Estación Monte Esperanza propiedad de ELEKTRA NORESTE, S.A.

El establecimiento de los cargos en este pliego se hace basado en el cumplimiento del marco legal y regulatorio vigente en el Mercado Eléctrico Panameño. En el Reglamento de Transmisión se establecen los criterios y fórmulas para el cálculo de las tarifas de Transmisión a ser aplicados por la Empresa de Transmisión o las Empresas propietarias de instalaciones que forman parte de la Red de Transmisión, que permitirán determinar el ingreso máximo permitido de las empresas y las tarifas que deberán pagar los usuarios de la red de transmisión.

Los cargos a facturar reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso de redes, que son propiedad de otro usuario, y que formen parte de la red de transmisión.

2. PLIEGO DE CARGOS TARIFARIOS

Los cargos anuales y mensuales por tipo de activo, para el periodo de 15 de mayo de 2019 al 30 de junio 2021, se muestran a continuación.

Cuadro No 1
CARGOS ANUALES Y MENSUALES POR TIPO DE ACTIVOS
(Balboas)

Los cargos están expresados en Balboas del año de referencia del estudio, por lo que se ajustarán de acuerdo con las variaciones del Índice de Precios al Consumidor.

TROPITÉRMICA	2019	2020	2021
CARGO POR ACTIVOS COMPARTIDOS			
% de Uso de TROPITÉRMICA	42%	42%	42%
% de Uso ENSA	58%	58%	58%
Cargos para TROPITERMICA MENSUAL	4,255.23	4,157.09	4,058.94
Cargos para TROPITERMICA ANUAL	31,914.24	49,885.03	48,707.28

Los cargos se aplicarán mensualmente y corresponden al uso de activos compartidos a partir de 15 de mayo de 2019. De darse incrementos en la capacidad instalada de Tropitermica se deberán revisar nuevamente los cargos.

3. MARCO LEGAL Y REGULATORIO

Este Pliego Tarifario se elaboró tomando en cuenta las leyes y regulaciones vigentes al momento de desarrollar este documento:

- **Ley 6 de 1997**, establece la legislación aplicable a los Servicios Públicos en el Sector Eléctrico Nacional.
- **Reglamento de Transmisión** y sus modificaciones aprobadas por ASEP mediante resoluciones. Establece la normativa aplicable al Sistema de Transmisión y su régimen tarifario.
- **Reglamento de Distribución** y sus modificaciones aprobadas por ASEP mediante resoluciones. Establece la normativa aplicable al Sistema de Distribución.

Resolución AN No. 12136-Elec de 21 de febrero de 2018 y la Resolución AN No. 12231-Elec de 28 de marzo de 2018. Por la cual se aprueba la Empresa Comparadora, la Tasa de Rentabilidad a aplicar en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido y el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para el período tarifario del 1 de julio de 2017 al 30 de junio de 2021 Aprueba el Pliego Tarifario de Transmisión de ETESA.

4. METODOLOGIA

Para usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario que formen parte de la Red de Transmisión Eléctrica, se aplicará la misma metodología que se aplica al sistema principal de transmisión. La Metodología utilizada en el cálculo de los cargos por uso de redes se apega a lo establecido en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión contenida en el Reglamento de Transmisión vigente a la fecha de los cálculos.

Los equipamientos a considerar están compuestos por aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión.

Son importantes en el desarrollo de este pliego las siguientes definiciones:

Capacidad Instalada: Es la capacidad de la unidad generadora. La capacidad instalada es la potencia eléctrica máxima que el conjunto (máquina motriz/generador) está en capacidad de producir en forma continua bajo condiciones normales, y por lo tanto, tiene que respetar las limitaciones que cualquiera de estos componentes impone de otro. Para autogeneradores y cogeneradores se considerará la máxima potencia que pueden inyectar en la Red de Transmisión.

Cargo por conexión: Reflejan los costos de los activos de conexión asignados a un usuario cuando estos no son propiedad del usuario.

Cargos por uso de redes: Reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso de redes que son propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión.

Cargo por uso del sistema principal de transmisión: Reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión.

Demanda máxima anual no coincidente: Demanda máxima diaria (potencia activa) en los puntos de interconexión, pronosticada para el año siguiente de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.

Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de transmisión: Es el costo de las instalaciones destinadas al servicio de transmisión, como si previamente no hubiese ninguna instalación existente, incluyendo los intereses durante la construcción, los derechos, los gastos y las indemnizaciones que se deben pagar para el establecimiento de las servidumbres determinado a partir de la mejor información suministrada por la Empresa de Transmisión Eléctrica y de los valores considerados en el plan de expansión del sistema de transmisión, ambos aprobados por la ASEP

Cuando un generador, distribuidor o Gran Cliente acceda a las instalaciones de un agente del mercado que forman parte de la Red de Transmisión, se le asignará al agente del mercado un ingreso máximo permitido basado en los equipamientos afectados y con la misma metodología que se aplica a la Empresa de Transmisión Eléctrica.

La ASEP aprobará el cálculo del Ingreso Máximo Permitido correspondiente ante cada solicitud de acceso o ante una conexión existente a la fecha de entrada en vigencia del régimen tarifario. Este Pliego se somete a revisión y aprobación de la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP).

Además del cargo por uso de redes, se debe pagar un **cargo por pérdidas en la red de distribución** cuando el usuario ocasione un incremento positivo de las pérdidas de energía en dicha red. El costo económico de este incremento se valorará al precio reconocido al distribuidor por el costo de abastecimiento. La determinación del incremento será realizada en función de la capacidad horaria de cada generador de inyectar energía a la red. Para este propósito se establecerá una metodología uniforme de detalle para que sea aplicada por los agentes, la que será aprobada por la ASEP.

4.2 Cálculo del Ingreso Permitido

Para el Cálculo del Ingreso Permitido de acuerdo con el Reglamento de Transmisión se requiere los siguientes datos:

- Listado de Equipamientos (Activos) Propiedad de ENSA que son requeridos para la conexión del AGENTE o de los AGENTES (Descripción, cantidad y montos). Estos equipos deberán ser clasificados en Activos de uso dedicado a cada respectivo AGENTE o activos de usos compartidos entre ENSA y todos los Agentes conectados.
- Capacidad instalada del AGENTE (MW) o de los AGENTES a conectarse en la S/E.
- Proyección de la Demanda máxima No coincidente de ENSA (MW) prevista para el periodo tarifario en la Sub estación.

Tomando en consideración el Artículo 183 del Reglamento de Transmisión, se podrán considerar para cada activo:

- 1) Los costos obtenidos a través de un proceso de libre competencia que se consideren eficientes
- 2) Los costos regulados como eficientes por la ASEP y aprobados para ETESA vigentes, como son: Diseño, Ingeniería, Administración, Inspección, IDC, EIA.
- 2) Los costos de Indemnización por Servidumbres y por Mitigación del Impacto Ambiental.
- 3) Los costos adicionales justificados.

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) será estimado considerando los parámetros eficientes de operación y mantenimiento, administración, depreciación y rentabilidad que fueron aprobados para ETESA en el Pliego de Transmisión vigente.

Los activos eficientes para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administración serán determinados a partir del Valor Nuevo de Reemplazo (**VNR**) de los activos. Anexo I.

La fórmula aplicada para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido por USO DE REDES (IMP) es la siguiente:

$$\mathbf{IMP = IMPUCS + IMPUDS}$$

IMP = ingreso máximo permitido por uso de redes

IMPUCS = valor presente de los ingresos máximos permitidos de cada año (i) para cubrir costos de activos compartidos en el periodo tarifario.

IMPUDS = valor presente de los ingresos máximos permitidos para cubrir los costos de los activos propiedad de ENSA dedicados al AGENTE en el periodo tarifario.

a) Cargo por Uso de Redes para Activos Compartidos.

Los cargos por Uso de Redes reflejarán los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema con el nivel de calidad requerido en las normas. Los activos del sistema a considerar son los equipamientos propiedad de ENSA de uso compartido en la Subestación Monte Esperanza

Para calcular el **INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR USO COMPARTIDO (IMPUCS)** se utiliza la siguiente fórmula:

$$\mathbf{IMPUCS (i) = ADMS (i) + OMS (i) + (ACBS*\%DEPT) + (ACNS*RRT)}$$

IMPUCS (i): es el valor del ingreso máximo permitido para cubrir los costos de los activos compartidos del sistema del año calendario (i) del periodo tarifario.

ADMS (i): ingresos permitidos por costos de administración en el periodo (i)

$$ADMS (i) = ACBS\ efi * \%ADMT$$

%ADMT: porcentaje de parámetro eficiente o comparador de gastos de administración. Se utiliza el aprobado a ETESA para el periodo tarifario objeto de los cálculos.

OMS (i): es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento del sistema en el año calendario (i).

$$OMS (i) = ACBS\ efi * \%OMT$$

%OMT: porcentaje de parámetro de eficiencia o comparador de gastos de Operación. Se aplica el valor aprobado a ETESA para el periodo tarifario objeto de los cálculos

ACBS efi: Valor bruto de los activos fijos eficientes del sistema, calculado en cada año calendario (i) como la suma del VNR correspondiente a cada componente del sistema, utilizando un parámetro de eficiencia para reconocer Activos No eléctricos dado como un porcentaje tope del 10% del valor de los activos eléctricos.

ACBS (i): Valor bruto de los activos fijos a costo original del sistema, calculado en cada año calendario (i) como la suma del VNR correspondiente a cada componente del sistema, utilizando un parámetro de eficiencia para reconocer Activos No eléctricos dado como un porcentaje tope del 10% del valor de los activos eléctricos.

%DEPT: Tasa de depreciación en la vida de útil del activo

ACNS: Valor neto de los activos fijos a costó original del sistema, calculado como la suma de los valores de los activos correspondientes a cada componente del sistema en cada año calendario (i) más la planta general determinada, utilizando un valor tope de 10% para los activos No eléctricos respecto a los activos eléctricos.

RRT: Tasa de rentabilidad. Se usa la aprobada para ETESA para el periodo tarifario objeto de los cálculos.

Mediante Resolución la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP) aprueba los parámetros que serán usados en los cálculos del Pliego Tarifario de Transmisión de ETESA y que por regulación se aplican también en el cálculo de los Pliegos de Cargos de Agentes donde se conecte un tercero al Sistema Principal de transmisión. Los valores a usar serán los vigentes al momento del cálculo de este Pliego.

Cuadro No 2

PARAMETROS SEGÚN PERIODO TARIFARIO VIGENTE

Concepto	DESCRIPCION
%ADMT	Remuneración de gastos de administración
%OMT	Remuneración del gasto de O&M
%DEPT	Depreciación de los activos
%RRT	Rentabilidad

El Reglamento de Transmisión establece que los indicadores arriba detallados permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.

4.3 Determinación de los Cargos Tarifarios.

Para efectos de identificar los equipamientos que serán asignados a los respectivos cargos, los equipos se clasifican de acuerdo al uso exclusivo o compartido que tengan. Cuando existan equipamientos de conexión compartidos cada usuario “u” abonará una proporción (PROP_{ui}) del cargo total de los equipamientos de acuerdo a la potencia (demanda o capacidad) máxima requerida para cada año tarifario (i).

Independientemente de si la potencia es inyectada o extraída del equipamiento o equipamientos, la proporción de cada usuario será determinada como:

$$PROP_{ui} = PC_{ui} / (G_{ui} + D_{ui})$$

PROP_{ui} = es la proporción del usuario “u” para el año tarifario “i”.

PC_{ui} = demanda máxima anual no coincidente del usuario “u” en el año tarifario “i”, o capacidad instalada del generador “g” en el año tarifario “i”.

G_{ui} = Sumatoria de las capacidades instaladas de cada uno de los usuarios generadores en el año tarifario “i”.

D_{ui} = Sumatoria de las demandas máximas anuales no coincidentes de cada uno de los usuarios consumidores en el año tarifario “i”.

El cargo por el Uso de Redes y/o de instalaciones propiedad de otros agentes se determinará para los usuarios que existan aplicando los mismos criterios, sin tener en cuenta el momento en que cada uno se conectó al sistema.

Para efectos de los equipamientos de uso dedicados se abonará la totalidad del cargo anual o mensual.

5. CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO

Los cargos se han determinado utilizando la siguiente información:

1. Se hicieron los cálculos con base del costo de los equipamientos de la Sub Estación Monte Esperanza.
2. Relación Porcentual utilizada por ETESA en los Estudios Básicos del Plan de Expansión vigente para cálculo del VNR. (diseño, ingeniería, administración, inspección, interés durante construcción y EIA).
3. Porcentaje de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, Depreciación y Rentabilidad aprobados a ETESA en el periodo vigente.
4. Capacidad Instalada de Tropitámica, S.A.
5. Demanda No coincidente de ENSA en la Sub Estación Monte Esperanza.

BASE DE CAPITAL

La Base de Capital corresponde al Valor de los Equipamientos, según se detalla en los **Anexo I (Valor Original)** y el Valor Original Neto Depreciado de los Activos de la Sub estación Monte Esperanza y la Línea **Anexo II**.

Mediante Resolución AN No. 12136 de 21 de febrero de 2018 se aprobaron a ETESA los siguientes parámetros que serán usados en los cálculos de este Pliego.

Cuadro No 3

PARAMETROS SEGÚN PERIODO TARIFARIO VIGENTE (01/Julio/2017 – 30/Junio/2021)

Concepto	ETESA
%ADMT	0.93%
%OMT	2.43%
%DEPT	3.50%
%RRT	7.76%

Relación Porcentual sobre costos base utilizada por ETESA en el Tomo I-Estudios básicos 2013 del el Plan de Expansión para cálculo del VNR, Anexo IV:

%	Costos Regulados como eficientes (Construcción)
3%	Diseño: 3 % del costo base del equipamiento.
4%	Ingeniería: 4 % del costo base del equipamiento.
4%	Administración: 4 % del costo base del equipamiento.
5%	Inspección: 5 % del costo base del equipamiento.

Cuadro No.4

ACTIVOS COMPARTIDOS	Costo Inicial Monte Esperanza
EQUIPOS BASE	242,589.46
EQUIPOS POR LOTE	253,836.21
MONTAJE Y OBRAS CIVIL	198,570.27
COSTO BASE TOTAL	694,995.93
OTROS COSTOS	175,069.48
LINEAS	168,943.71
TOTAL	1,039,009.12

CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO

$$\text{IMPUCS (i)} = \text{ADMS (i)} + \text{OMS (i)} + (\text{ACBS} * \% \text{DEPT}) + (\text{ACNS} * \text{RRT})$$

$$\text{ADMS (i)} = \text{ACBC efi (i)} * \% \text{ADMT}$$

$$\text{OMS (i)} = \text{ACBS efi} * \% \text{OMT}$$

Cuadro No 5

PLIEGO TARIFARIO ENSA -TROPITÉRMICA	2019	2020	2021
Valor Original (VNR)	1,039,009.12	1,039,009.12	1,039,009.12
Valor Original Neto (depreciado)	676,332.68	658,150.02	621,784.70
Ingresos por Administración %ADMT	9,662.78	9,662.78	9,662.78
Ingresos por Operación y Mantenimiento %OMT	25,247.92	25,247.92	25,247.92
Componente de Depreciación %DEPT	36,365.32	36,365.32	36,365.32
Rentabilidad %RRT	51,072.44	48,250.49	45,428.54
Ingreso anual	122,348.47	119,526.52	116,704.57
Ingreso mensual	10,195.71	9,960.54	9,725.38
CARGO POR ACTIVOS COMPARTIDOS			
% de Uso de TROPITÉRMICA	51,062.79	49,885.03	48,707.28
% de Uso ENSA	71,285.68	69,641.48	67,997.29
Cargos para TROPITÉRMICA MENSUAL	4,255.23	4,157.09	4,058.94
Cargos para TROPITÉRMICA ANUAL	51,062.79	49,885.03	48,707.28

CALCULO DE PROPORCIONALIDAD

El Factor de Uso (PROPui) para los activos de uso compartido se determina según los datos del Cuadro No 6.

Cuadro No 6
Porcentajes de utilización de los equipos

% de USO	2019	2020	2022
DM no coincidente	7.05	7.05	7.05
Capacidad Instalada	5.05	5.05	5.05
Total	12.10	12.10	12.10
% Uso TROPITÉRMICA	42%	42%	42%
% de Uso Ensa	58%	58%	58%

Los datos de Capacidad Instalada de la Planta Generadora PROYECTO TÉRMICO TROPITÉRMICA de la empresa TROPITÉRMICA fueron suministrados por la empresa.

De acuerdo al cálculo proporcionalidad se determinan los cargos anuales y mensuales de cada uno de los AGENTES

Anexo I

Equipamientos Sub Estación MONTE ESPERANZA asociados a la conexión del PROYECTO TÉRMICO TROPITERMICA

Tipo	Descripción Detallada	Nombre
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 44 kV (línea 44-1)	4LB13
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 44 kV (línea 44-1)	4LB11
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 44kV, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes. (línea 44-1)	4LB12
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 44 kV (línea 44-2)	4LA13
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 44 kV (línea 44-2)	4LA11
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 44kV, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes. (línea 44-2)	4LA12
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 44 kV (TX1)	141A
Interruptor	Interruptor de Aceite 44kV (TX1)	141
PT	Transformador de potencial capacitivo 44 Kv	44-1
PT	Transformador de potencial capacitivo 44 Kv	44-2
Pararrayo	Pararrayos 44kV	44-1
Pararrayo	Pararrayos 44kV	44-2
Interruptor	EMB (incluyendo Interruptor de aire 13.8 kV , circuito C-Z)	C-X
Transformador	Transformador de potencia 10/13.3/15 MVA 44/13.8 kV	T1

ANEXO II

Valor en libros de los activos de ENSA

Tipo	Descripción Detallada	Nombre	Valor en Libros
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 44 kV (línea 44-1)	4LB13	697.34
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 44 kV (línea 44-1)	4LB11	697
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 44kV, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes. (línea 44-1)	4LB12	32,012
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 44 kV (línea 44-2)	4LA13	697
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 44 kV (línea 44-2)	4LA11	697
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 44kV, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes. (línea 44-2)	4LA12	32,012
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual 44 kV (TX1)	141A	697
Interruptor	Interruptor de Aceite 44kV (TX1)	141	439
PT	Transformador de potencial capacitivo 44 Kv	44-1	4,695
PT	Transformador de potencial capacitivo 44 Kv	44-2	4,695
Pararrayo	Pararrayos 44kV	44-1	1,344
Pararrayo	Pararrayos 44kV	44-2	1,344
Interruptor	EMB (incluyendo Interruptor de aire 13.8 kV, circuito C-Z)	C-X	848
Transformador	Transformador de potencia 10/13.3/15 MVA 44/13.8 kV	T1	65,465

Subtotal de equipos de costos unitarios		B/.	146,342.63
Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación		B/.	80,877.90
Cálculo de Costos de Equipos Tipos Lote			
Sistema de puesta a tierra	5%		4,044
Servicios auxiliares	12%		9,705
Herrajes y estructuras de soporte	50%		40,439
equipo de protección, control y Monitoreo	70%		56,615
Equipo de Comunicaciones	15%		12,132
Cables, conductores, ductos	25%		20,219
Subtotal de Suministros		B/.	289,496.52
Cálculo de Montaje y Obras Civiles			
Montaje	15%		43,424
Obras Civiles	25%		72,374
Total Costo base		B/.	405,295.13
Cálculo de Otros Costos			
Contingencias	5%		20,265
Diseño	3%		12,159
Ingeniería	4%		16,212
Administración	4%		16,212
Inspección	3%		12,159
IDC	6%		24,318
EIA	0.2%		770
Costo Total o VNR		B/.	507,388.97
Círculo C-X, tramo hasta la generadora (1.36 km)			168,944
COSTO TOTAL + LÍNEAS		B/.	676,332.68

VNR

Tipo	Descripción Detallada	Nombre	Costo
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual44 kV (línea 44-1)	4LB13	1,135.93
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual44 kV (línea 44-1)	4LB11	1,135.93
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual44 kV (línea 44-3)	4LB21	
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 44kV, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes. (línea 44-1)	4LB12	52,146.61
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 44kV, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes. (línea 44-3)	4LB22	
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual44 kV (línea 44-2)	4LA13	1,135.93
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual44 kV (línea 44-2)	4LA11	1,135.93
Interruptor	Interruptor de potencia SF6 44kV, operación tripolar, tanque muerto con doce transformadores de corrientes incorporado en los bujes. (línea 44-2)	4LA12	52,146.61
Cuchilla	Seccionador tripolar apertura vertical de operación manual44 kV (TX1)	141A	1,135.93
Interruptor	Interruptor de Aceite 44kV (TX1)	141	661.83
PT	Transformador de potencial capacitivo 44 Kv	44-1	3,283.47
PT	Transformador de potencial capacitivo 44 Kv	44-2	3,283.47
PT	Transformador de potencial capacitivo 44 Kv	44-3	
Pararrayo	Pararrayos 44kV	44-1	729.98
Pararrayo	Pararrayos 44kV	44-2	729.98
Pararrayo	Pararrayos 44kV	44-3	
Interruptor	Interruptor de aire 13.8 kV , para barra del C-Z	111	
Interruptor	EMB (incluyendo Interruptor de aire 13.8 kV , circuito C-Z)	C-X	24,748.68
Transformador	Transformador de potencia 10/13.3/15 MVA 44/13.8 kV	T1	99,179.17
Subtotal de equipos de costos unitarios			242,589
Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación			
Cálculo de Costos de Equipos Tipos Lote			
Sistema de puesta a tierra	5%		7,171
Servicios auxiliares	12%		17,209
Herrajes y estructuras de soporte	50%		71,705
equipo de protección, control y Monitoreo	70%		100,387
Equipo de Comunicaciones	15%		21,512
Cables, conductores, ductos	25%		35,853
Subtotal de Suministros			496,426
Cálculo de Montaje y Obras Civiles			
Montaje	15%		74,464
Obras Civiles	25%		124,106
Total Costo base			694,996
Cálculo de Otros Costos			
Contingencias	5%		34,750
Diseño	3%		20,850
Ingeniería	4%		27,800
Administración	4%		27,800
Inspección	3%		20,850
IDC	6%		41,700
EIA	0.2%		1,320
Costo Total o VNR			870,065
Circuito C-Z, tramo hasta la generadora (1.36 km)			168,944
COSTO TOTAL + LÍNEAS			1,039,009

RELACION PORCENTUAL DE COSTOS Y CALCULO DE VNR PARA SUB ESTACIONES.

ESTUDIOS BÁSICOS 2018-ETESA



COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN LÍNEAS

A fin de estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión se tomarán como referencia los costos del listado de precios presentado en las licitaciones adjudicadas realizadas por ETESA más recientemente:

- a. Contrato GG-101.-2015, Reemplazo de Línea de Transmisión 230 KV Mata de Nance – Boquerón III – Progreso – Frontera.
- b. LICITACIÓN N°2013-2-78-0-99-LV-003105, Tercera Línea de Transmisión Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá (230kV).
- c. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000739 Línea Chagres - Panamá II (230 KV) y Chagres – Santa Rita (115 KV).
- d. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-003075 Adición segundo circuito línea Guasquitas – Changuinola 230 KV.
- e. LICITACIÓN N°2010-2-78-0-08-LP-000047 Repotenciación línea Panamá – Panamá II 230 KV.
- f. Ofertas para la licitación para las líneas Santa Rita – Panamá 2 (Chagres – Panamá 2) y Cáceres – Santa Rita (Chagres – Santa Rita).

Producto de la relación existente entre el tamaño-peso del conductor y los tipos de estructuras, las características del diseño de la línea (circuito sencillo o doble) y del nivel de tensión definido, podemos resumir que las estimaciones

de los costos dependerán directamente del tipo de conductor seleccionado, la tensión y del diseño establecido.

La metodología a utilizar por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitarámos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

- a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico
Mediante "Benchmarking" se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos (Ver [Tabla 63](#)).
- b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles
Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de la línea. Así, en la [Tabla 64](#) se clasifican las líneas según la tensión 230KV ó 115KV sin diferenciar si las torres son de circuito sencillo o doble, además que se establece el caso puntual de la línea de circuito sencillo con torres previstas para doble circuito.
- c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos
Esta sección involucra los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes

establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver [Tabla 65](#)).

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2010 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El costo del acero y

zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams; el aluminio en base al London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B/.)
1	Costo de Torres de Acero	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	44.09
	Línea 750 ACAR 230 KV	41.52
	Línea 1200 ACAR 230 KV	55.36
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	58.79
	Línea 636 ACSR 230 KV	70.13
	Línea 750 ACAR 230 KV	55.36
	Línea 1200 ACAR 230 KV	73.82
Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	90.62	
Línea 1200 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	98.40	
2	Costo de Aisladores y Herrajes	
	115 KV	4.11
	230 KV	7.19
	230 KV 2 cond. por fase	14.28
3	Costo de Conductores	
	Conductor 636 ACSR	23.41
	Conductor 750 ACAR	24.42
	Conductor 1200 ACAR	29.61
	230 KV 2 cond. por fase	47.96
4	Costo de Hilo de Guarda y Accesorios	
	OPGW	7.34
	7No.8	2.13
5	Costo de Sistema de Puesta a Tierra	
	115 KV	3.88
	230.00	5.13
	230 KV 2 cond. por fase	5.91

Tabla 63: Costo Unitario de los Equipos Básicos de Líneas de Transmisión (En B/ Km.)

Detalle	Torres para Circuito Sencillo o Doble		Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
Montaje	22%	28%	28%	28%
Obras Civiles	25%	26%	32%	26%

Tabla 64: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	3%
Inspección	5%
Interes Durante Construcción	6%

Tabla 65: Detalle Porcentual de Otros Costos

Costos Unitarios de Líneas B./km (Miles)	
Líneas	Plan 2018
115 KV	
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	184.64
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	229.01
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	266.24
230 KV	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	293.00
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	193.23
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	290.47
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	232.25
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	349.57
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	488.80
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	361.59
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	225.45
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	301.44
Repotenciación 230 KV Circ. Sencillo	
Repotenciación 230 KV Doble Circuito	

Tabla 66: Costo Unitario de las líneas de transmisión

SUBESTACIONES

Con la finalidad de evaluar los costos de componentes de las subestaciones se adoptó una metodología que implica la estimación del costo de los equipos o instalaciones tomados en consideración como si necesitaríamos construirlos actualmente, es decir su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Se establecieron cuatro categorías para los equipos y actividades:

- a. Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden manejar con cantidades definidas.

- b. Equipos de Costos por Lote: aquellos equipos o sistemas que por sus características es difícil establecer una cantidad determinada de elementos, y dependen mucho del diseño de la subestación y condiciones propias del proyecto.
- c. Otras Actividades del proyecto.
- d. Otros Costos asociados al Proyecto.

Cálculo de Costos de Equipos Unitarios

Adicional al análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos cinco años, ETESA utilizó un proceso denominado "benchmarking", el cual involucra un estudio de mercado, para determinar los precios de los componentes de las instalaciones más económicos sin degradar el estándar de calidad de los mismos. A continuación, se detallan las licitaciones comprendidas en el estudio y seguidamente se presentan los costos unitarios obtenidos:

- Contrato GG-131-2017 Suministro, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de equipos electromecánicos y estructuras para la adición de bancos de capacitores en las S/E Veladero,

San Bartolo y Llano Sánchez 230 KV.

- Contrato GG-034-2017 Reemplazo y Adición de Equipos en Subestaciones para el proyecto de reemplazo de Líneas de Transmisión del Proyecto Mata de nance – Progreso 230 KV.
- Contrato GG-069-2017 Suministro de Reactores y equipos de potencia de 20 MVAR en las S/E Guasquitas y Changuinola.
- Contrato GG-037-2016 Suministro de equipos, materiales y servicio de compensadores estáticos de potencia reactiva (STATCOM) en las S/E Panamá I y Llano Sánchez.
- Contrato GG-069-2016 Suministro de Autotransformadores de Potencia en las S/E Progreso, Mata de Nance, Llano Sánchez y Panamá.

- Contrato GG-100-2015 Reemplazo de Reactores de 34.5 KV de las S/E Mata de Nance y Llano Sánchez y reemplazo de interruptores de potencia de 34.5 KV.
- Contrato GG-112-2015 Suministro, Montaje, Comisionado, Puesta en Servicio y Obras Civiles de los bancos de capacitores de 230 KV en las S/E Panamá II y Chorrera.
- Contrato GG-058-2014 Adición de Autotransformador No. 3 de la S/E Panamá II.
- Contrato GG-020-2013 Adición de Bancos de Capacitores en las S/E Panamá y Panamá II.
- Contrato GG-045-2013 Construcción de S/E San Bartolo 230/115/34.5 KV.
- Contrato GG-072-2013 Suministro, Obras Civiles, Montaje y Pruebas y Reemplazo de interruptores de 230 kv S/E Panamá.
- Contrato GG-084-2013 Reemplazo de transformadores T2 y TT2 de la S/E Chorrera y T1 de la S/E Llano Sánchez.
- Contrato GG-094-2013 Adición de transformador T2 de la S/E Boquerón III.
- Contrato GG-020-2013 Suministro, Montaje, Obras Civiles, Pruebas y Puesta en Servicio de equipos electromecánicos y estructuras para la adición de bancos de capacitores de 120 MVAR en las S/E Panamá II 230 KV y 50 MVAR en la S/E Panamá 115 KV.
- Contrato GG-079-2012 Suministro y construcción de la S/E El Higo 230/34.5 KV.
- Contrato GG-017-2012 Suministro, Obras Civiles y Montaje del Transformador T4 de la S/E Panamá.
- Contrato GG-036-2011 Suministro del Transformador T4 de S/E Panamá.

S/E			
ITEM N°	DESCRIPCION	Costo Unitario Suministro	Bi.
1	Interruptores 115 KV		86,190
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV		19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV		17,539
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV		8,940
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV		11,967
6	Transformadores 115/230 KV 60/80/100 MVA		2,500,000
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 KV y 105/140/175 MVA		2,300,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores		218,000
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV		812,900
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor		50,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar		230,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar		124,000
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV		24,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV		21,320
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV		14,000
16	Paramayos 192 KV		6,750
17	Paramayos 96 KV		4,641
18	CT 230 KV		12,750
19	CT 115 KV		11,000
20	PT 230 KV		15,067
21	PT 115 KV		11,600
22	PT de Potencia y Potencial 115 KV		35,870
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 KV y 350 MVA		3,500,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 KV y 60/80/100 MVA		2,500,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 KV y 70 MVA		2,150,000
26	Transformador de Potencia 115/4, 16 KV, y 24 MVA		610,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA, 34.5 KV		160,000
28	Banco de Capacitores 230 KV 30 MVAR		395,000
29	Banco de Capacitores 115 KV 20 MVAR		203,000
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado		74,065
31	Interruptores 34.5 KV		50,000
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV		7,400
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV		14,202
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV		9,000
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV		480,000
36	Paramayos 34.5 KV		1,488
37	PT 34.5KV		6,775
38	CT 34.5 KV		6,900

Tabla 67: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

Cálculo de Costos de Equipos Tipo Lote

Debido a que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras¹⁷³, y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras, es importante evidenciar que la relación del ítem por lotes aplicada indistintamente a todas las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems 0002¹⁷⁴ mostrados en la [Tabla 68](#) para cada uno de estos grupos.

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Panamá, Panamá II, Veladero, San Bartolo, Llano Sánchez y Chorrera, mientras que para el cálculo de las subestaciones sin equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Guasquitas, Mata de Nance y Changuinola obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

Detalle	% Sobre ítems de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación
Sistema de puesta a tierra	5.00%
Servicios auxiliares	12.00%
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.00%
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	70.00%
Equipo de Comunicaciones	15.00%
Cables, conductores, ductos, etc.	25.00%

Tabla 68: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítems 0003¹⁷⁵ se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre

licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el

¹⁷³ Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

¹⁷⁴ Costos referentes a Sistemas de puesta a tierra, servicios auxiliares, herrajes, estructuras

y soportes, equipos de protección, control y monitoreo, equipos de comunicaciones, cables, conductores y ductos.

¹⁷⁵ Costos referentes a montajes y obras civiles

porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

Detalle	% sobre Subtotal Suministro
Montaje	15.00%
Obras Civiles Generales	25.00%

Tabla 69: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004¹⁷⁸ se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Detalle	% sobre Total Costo Base
Contingencias	5.00%
Diseño	3.00%
Ingeniería	4.00%
Administración	4.00%
Inspección	3.00%
IDC	6.00%
EIA	0.19%

Tabla 70: Relación Porcentual de Otros Costos

Cálculo de Costos de Terreno

Los costos para los terrenos de cada Subestación, se obtuvieron de la información presentada en el Estudio de Actualización de Activos 2003.

Cálculo del VNR para las Subestaciones

Para el cálculo del VNR para las subestaciones se estableció la siguiente metodología:

Paso 1: Obtención del Subtotal de equipos de costos unitarios.

El Subtotal de equipos de costos unitarios se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya definidas con los costos unitarios de dichos equipos.

Paso 2: Obtención del Subtotal de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación.

El Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y el monto de los equipos de transformación.

Paso 3: Subtotal Suministros: El Subtotal Suministros se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la

¹⁷⁸ Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses

durante construcción

sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2. De esta forma se estaría determinando el valor de los equipos por lote. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los equipos por lote y el Subtotal obtenido en el paso 1.

Paso 4: Total Costo Base: El Total del Costo Base se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.3. al Subtotal obtenido en el paso 3. De esta forma se estaría determinando el valor de los montajes y obras civiles; seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de

los montajes y obras civiles y el Subtotal obtenido en el paso 3.

Paso 5: Costo Total o VNR: El Costo Total o VNR se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.4. al Subtotal obtenido en el paso 4. De esta forma se estaría determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción); seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

Costos Unitarios de Subestaciones Bt.	
	Plan 2018
Adición 1 int. 115 KV	1,242,177
Adición 2 int. 115 KV	2,151,339
Adición 3 int. 115 KV	3,393,516
Adición 1 int. 230 KV	2,129,301
Adición 2 int. 230 KV	3,824,330
Adición 3 int. 230 KV	5,953,632

Tabla 71: Costo Unitario de Subestaciones

En el Anexo Tomo I - 4 se presenta el detalle de los costos de líneas de transmisión y subestaciones, así como los criterios básicos para la selección óptima de conductores y requerimientos de protecciones de líneas y subestaciones.

ANEXO IV

Diagrama unifilar de la interconexión de Tropitèrmica a Ensa

