

VALORACIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICAS

Informe de Trasmisión

Preparado para:

Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)

Versión Preliminar

u|r|s|e|a unidad reguladora de
servicios de energía y agua

Agosto - 2017

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. INVENTARIO FÍSICO DE INSTALACIONES DE TRASMISIÓN	3
2.1. Análisis del Inventario	3
2.2. Unidades Constructivas Presentadas	5
3. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS UNITARIOS DE TRASMISIÓN.....	13
3.1. Introducción.....	13
3.2. Metodología.....	13
3.3. Comparación de Unidades Constructivas y Costos Eficientes.....	14
3.3.1. <i>Ajuste en los precios internacionales</i>	14
3.3.2. <i>Actualización de los costos del último estudio</i>	15
3.3.3. <i>Comparación y determinación de los precios eficientes</i>	17
4. CÁLCULO DEL VNR DE TRASMISIÓN	23
4.1. Subetapas.....	23
4.2. Cálculo del VNR eficiente por subetapas.....	24

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo presentar a la Unidad Reguladora de Servicio de Energía y Agua (URSEA) el inventario de redes eléctricas de transmisión operadas por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay, evaluar y determinar los costos unitarios a reconocer y calcular el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del sistema de transmisión, considerando su apertura por subetapas.

Con ese objetivo se ha analizado la información presentada por UTE en 27 de marzo de 2017, y aclaraciones posteriores, a saber:

- Altas y bajas de estaciones, líneas y cables de 500 kV y 150 kV;
- Diagrama unifilar de la red de Trasmisión de UY;
- Diagramas unificables específicos de las distintas subestaciones;
- Planilla con inventario valorizado y cálculo del VNR por subetapa;
- Informes explicativos sobre funcionamiento de la planilla y criterios adoptados en el estudio.

De forma complementaria se han analizado bases de precios de otros reguladores internacionales como forma de comparar y evaluar los costos unitarios presentados por UTE.

2. INVENTARIO FÍSICO DE INSTALACIONES DE TRASMISIÓN

2.1. Análisis del Inventario

A partir de la información presentada por UTE se verificó la consistencia de los documentos (diagramas unificables y planillas de cálculo), tomando el inventario técnico del equipamiento de transmisión comprometido a la prestación del servicio del suministro de energía eléctrica. Las instalaciones están agrupadas por nivel de tensión en equipamiento de estaciones y líneas, para luego ser valorizadas a precios de referencia. La información del inventario ha sido actualizada por UTE a diciembre de 2016 para la preparación del presente estudio.

La información está agrupada por estaciones y líneas, separadas por nivel de tensión. Las estaciones y líneas están nombradas con nombres geográficos que identifican la ubicación y numeración o letras complementarias para diferenciar estaciones cercanas.

Las instalaciones guardan relación al enviado por UTE en la planilla "170323_ENTREGA_VNR_TRA_2016.xlsx". La información ha sido dividida en las siguientes partes:

- Estaciones de 500 kV;
- Estaciones de 150 kV;
- Líneas de 500 kV;
- Líneas de 150 kV;
- Cables de 150 kV;
- Unidades Globales.

Fueron presentadas las siguientes instalaciones:

Estaciones 500 kV	
BR5	Las Brujas 500
MA5	Montevideo A 500
MB5	Montevideo B 500
ME5	Melo 500 (Tramos 2, 3 y 4)
MI5	Montevideo I 500
PA5	Palmar 500
PT5	Punta del Tigre 500
SC5	San Carlos 500
SG5	Salto Grande 500
SJ5	San Javier 500

Estaciones 150 kV					
ACO	Aguas Corrientes	MAL	Maldonado	PIA	Pintado A
ARA	Arapey	MCO	Minas de Corrales	PIB	Pintado B
ARB	Arbolito	MDI	Manuel Díaz	PIE	Las Piedras
ART	Artigas	MEB	Melo B	PLA	La Plata
BAY	Baygorria	MEL	Melo	PMP	Pampa
BIF	Bifurcación	MER	Mercedes	PPE	Punta Pereira
BOB	Bonete B	MVA	Montevideo A	PTI	Punta del Tigre
BON	Bonete	MVB	Montevideo B	RIV	Rivera
BOT	Botnia	MVC	Montevideo C	RME	Rosendo Mendoza
CAR	Carapé	MVE	Montevideo E	ROC	Rocha
CCO	Cerro Colorado	MVF	Montevideo F	ROD	Rodríguez
COL	Colonia	MVG	Montevideo G	ROS	Rosario
CON	Conchillas	MVH	Montevideo H	SAB	Salto B
CPA	Cuchilla Peralta A	MVI	Montevideo I	SAL	Salto
CPB	Cuchilla Peralta B	MVJ	Montevideo J	SCA	San Carlos
CSA	Colonia Sánchez	MVK	Montevideo K	SGU	Salto Grande Uruguay
DOL	Dolores	MVL	Montevideo L	SOL	Solymar
DUR	Durazno	MVM	Montevideo M	SVA	Santiago Vázquez
EFI	Efice	MVR	Montevideo R	TAC	Tacuarembó
EMA	Enrique Martínez	NOR	Montevideo N	TGO	Tomás Gomensoro
FBE	Fray Bentos	NPA	Nueva Palmira	TYT	Treinta y Tres
FLO	Florida	PAL	Palmar	TRI	Trinidad
FVE	Francisco Veira	PAN	Pando	VAL	Valentines
JVI	Javier de Viana	PAY	Paysandú	YOU	Young
KIY	Kiyú	PAZ	Pan de Azúcar		
LIB	Libertad	PES	Punta del Este		

Líneas 500 kV	
MA5-MB5	SJ5-PA5 2
MA5-MI5	PT5-BR5
MI5-SC5	SC5-ME5
PA5-MA5	PP5-PA5 1
PA5-MB5	PP5-PA5 2
SJ5-PA5 1	PP5-PA5 3

Líneas 150 kV		
ARA-TGO	MAL-PES 1	ROD-ROS
ARB-T194	MAL-PES 2	ROS-COL
BAY-BON	MAL-ROC	SAL-PAY
BAY-PPU	MDI-MCO	SAL-SAB
BIF-MIN	MEB-T256	SCA-FVE
BIF-PAZ	MER-NPA	SCA-T38
BOB-CPA	MVA-BIF	SDI-VAL
BON-BOB	MVA-MVB	SGU-ARA
BON-FLO	MVA-MVI	SGU-SAL
BON-PRO	MVA-NOR	SJA-MER
BON-SDI	MVA-PAN	SVA-LIB
BON-TAC	MVB-MVC	T22-MVL
BON-YOU	MVB-PIE	T31-FBE
CAR-ROC	MVC-SVA	T68-EFI
COL-T91	MVI-MVK	T72-SCA
COL-T91	MVM-SOL	T91-PPE
T91-NPA	PAL-PPU	TAC-RIV
CPA-CPB	PAY-YOU	TGO-ART
FBE-BOT	PAZ-MAL	TRI-CCO
FLO-CSA	PBE-ACO	TYT-EMA
FLO-PRO	PIB-PIA	TYT-MEL
KIY-PTI	PPU-MVB	VAL-TYT
LIB-COL	PRO-MVA	YOU-MER

Cables 150 kV	
MVE-MVJ 1	MVF-MVH
MVE-MVJ 2	MVF-MVI
MVE-MVF	MVH-MVI 1
MVE-MVR	MVH-MVI 2
MVE-NOR	MVR-MVI
MVE-MVC 1	MVR-MVL
MVE-MVC 2	MVR-NOR
MVG-MVJ	PPE-MDP
MVF-MVG	MAL-PES 1
MVR-MVG	MAL-PES 2

Unidades Globales	
RAZ	Remedial Action Scheme
CAZ	Centros de Atención Zonal

2.2. Unidades Constructivas Presentadas

Sobre la división de instalaciones presentada, UTE ha propuesto la apertura para conformación

de las Unidades Constructivas (UC) considerando las últimas tecnologías empleadas, dentro del marco de sus criterios de operación y de diseño.

Para Líneas y Cables, los cálculos fueron realizados a partir de los elementos constructivos correspondientes, incluyendo los costos ambientales.

Para Estaciones se han propuestos cambios con respecto al estudio anterior, a saber:

- En 500 kV se separó la Unidad Constructiva de Tramo en: la Unidad Constructiva Sección; los elementos correspondientes a las Barras, antenas y pórticos; y Campo.
- Se identificó una Unidad Constructiva de Protecciones, Automatismo y Control, cuyo valor se corresponde con el promedio de los costos de dichos equipos en el total de estaciones, clasificados por tensión. En cada estación se aplica un factor de ajuste, que tiene en cuenta los requerimientos específicos para cada estación.
- En cuanto a Reactores y Condensadores de MT, se reducen la cantidad de Unidades Constructivas presentadas en el anterior cálculo de acuerdo a las potencias estándares actuales en la red.
- En las Playas de 150 kV, a los efectos de caracterizar las instalaciones se introduce el concepto de "isla", cada una de ellas constituida por cuatro secciones.
- Las UC de Transformadores se ajustan a los criterios de compras y necesidades actuales de la Administración.
- En Media Tensión, se unificaron las UC de las celdas a las denominadas las Metalclad, por corresponderse con el estándar tecnológico vigente y además tratarse de la tecnología más económica.
- En el rubro Comunicaciones se tuvieron en cuenta los distintos elementos que componen la UC, obtenida como promedio de los costos correspondientes a cada estación.
- Así mismo se creó una UC de Instalaciones de Predio, asociada a los activos generales de predio y playa de maniobras, a saber: malla de tierra, iluminación exterior, adecuación del terreno, etc.
- Se creó una nueva UC para las Instalaciones de Seguridad de la Estación.
- En cuanto a los terrenos de las estaciones, cada estación fue valorada específicamente.
- Adicionalmente se identificó una UC asociada al sistema de protección global del Sistema de Trasmisión, denominado RAS (Remedial Action Scheme), que entrara en operación a mediados del 2015 y que tiene por objetivo implementar acciones distribuidas e inteligentes para minimizar el impacto de las grandes perturbaciones sobre la red.
- También se identificaron los costos asociados a los Centros de Atención Zonal (cuya función es la supervisión de la Operación y el Mantenimiento de la Red de Trasmisión). En operación se cuenta con 3 centros, a saber: el CAZ de Montevideo, el CAZ de Maldonado y el CAZ de Salto.
- Los edificios de las estaciones de 150 kV cuentan con diseños normalizados para los proyectos en las nuevas estaciones AIS (aisladas en aire), los cuales cuentan con áreas mínimas estandarizadas "con celdas" o "sin celdas". No más se clasifican como "Montevideo" o "Resto del país".

UTE aún aclara que en general los valores unitarios de las UC resultan de licitaciones, tomándose los valores de precios publicados en las resoluciones del Directorio correspondientes. En caso de no disponer de dicha información, se recurrió a consultas a fabricantes, o de estimaciones de costos realizadas por las unidades de UTE.

A seguir se presentan las UCs, con sus respectivas cantidades.

Las UCs de Estaciones son:

Instalaciones 500 kV (Estaciones 500 kV)	
Barras, antenas y pórticos de 500kV	22
Campo de 500kV	44
Sección de Línea de 500kV	22
Transformador de 500kV	
Transformador - TIPO 1 - 83,3 MVA	12
Transformador - TIPO 2 - 141,7 MVA	8
Autotransformador - TIPO 1 - 83,3 MVA	25
Sección de Transformador de 500kV	9
Servicios Propios 500kV	8
Reactores de Línea de 500kV	
TIPO 1 - 50 MVAR	8
TIPO 2 - 100 MVAR	2
Reactores y Condensadores MT en estaciones de 500kV	
Reactores - 30MVAR	11
Condensadores - 35MVAR	9
Compensador Estático de Reactiva	1
Terrenos	
TIPO 1 - Rural	6
TIPO 2 - Urbano	2
Instalaciones de Predio	22
Edificio	8
Comunicaciones	8
Protecciones, Automatismo y Control	8
Proyecto de detalle y supervisión del fabricante (Contratista)	8
Sistemas de Seguridad	8

Instalaciones 150 kV	Est. 150 kV	Est. 500 kV	TOTAL
Barras de 150kV			
Barra Simple	49	-	49
Barra Doble/BP-BA	76	-	76
Campo 150kV	9	-	9
Secciones de líneas / Cables 150kV			
Barra Simple	77	-	77
Barra Doble/BP-BA	150	-	150

Instalaciones 150 kV	Est. 150 kV	Est. 500 kV	TOTAL
Interrupción y medio	3	-	3
GIS (Barra Doble)	18	-	18
Secciones de circuito 60 kV			
Barra Simple	24	-	24
Secciones de circuito 30 kV			
Metaclad	275	22	297
Transformadores de primario 150 kV			
TIPO 1 - 25 MVA, 150/31,5 kV	55	-	55
TIPO 2 - 40 MVA, 150/66/31,5 kV	33	-	33
TIPO 3 - 63 MVA, 150/31,5 kV	25	-	25
TIPO 4 - 63 MVA, 150/31,5 kV-22 kV	14	-	14
Secciones de Transformador de 150kV			
Barra Simple	58	4	62
Barra Doble/BP-BA	51	2	53
Interrupción y medio	3	-	3
GIS (Barra Doble)	10	-	10
Sección de Transformador 60kV			
Barra Simple	26	-	26
Sección de Transformador 30 kV			
Metaclad	103	9	112
Sección acoplador 150kV			
TIPO 1 - AIS	35	1	36
TIPO 2 - GIS	4	-	4
Sección acoplador 60kV			
	1	-	1
Sección acoplador 30kV			
	20	2	22
Medida y aterramiento barra 150kV GIS			
	8	-	8
Sección medida 150kV			
	76	-	76
Sección medida 60kV			
	13	-	13
Sección medida 30kV			
	68	8	76
Servicios Propios			
	74	-	74
Sección servicios propios 150kV			
	10	-	10
Sección servicios propios 30kV			
	64	13	77
Puesta a tierra neutro			
TIPO 1 - 18 ohm	13	-	13
TIPO 2 - 50 ohm	24	-	24
TIPO 3 - 50 ohm y 1 Trafo zigzag	14	8	22
TIPO 4 - 50 ohm y 2 Trafo zigzag	2	-	2
Reactores y Condensadores MT en estaciones de 150kV			
Reactores - 5MVar	3	-	3
Condensadores - 10MVar	14	-	14
Terrenos			
TIPO 1 - Rural	52	-	52

Instalaciones 150 kV	Est. 150 kV	Est. 500 kV	TOTAL
TIPO 2 - Urbano	22	-	22
Instalaciones de Predio	116	-	116
Edificio			
TIPO 1 - Con Celdas	59	-	59
TIPO 2 - Sin Celdas	7	-	7
TIPO 3 - GIS	4.877	-	4.877
Comunicaciones	75,00	-	75
Protecciones, Automatismo y Control	77,00	-	77
Proyecto de detalle y supervisión del fabricante (Contratista)			
TIPO 1 - AIS	73	-	73
TIPO 2 - GIS	4	-	4
Sistemas de Seguridad			
TIPO 1 - AIS	72	-	72
TIPO 2 - GIS	4	-	4

Sobre las instalaciones de 150 kV, hay algunas valorizadas en las Estaciones de 500 kV. De esa forma, en la tabla anterior, se han separadas las instalaciones de 150 kV presentes en las Estaciones de 500 kV, 150 kV y Total.

Las cantidades de Terrenos; Edificio; Comunicaciones; Protecciones, Automatismo y Control; Proyecto de detalle y supervisión del fabricante (Contratista); y Sistemas de Seguridad, son determinados por Estación (cuándo existentes).

Los Edificios son determinados por valores estándar:

- Para SSEE 500kV se toma un único tipo:
 - Tipo 1 – 580 m²
- Las SSEE de 150kV se catalogan en 3 tipos :
 - Tipo 1 – Con Celdas MT – 430 m²
 - Tipo 2 – Sin Celdas MT – 287 m²
 - Tipo 3 – GIS – m² acorde a cada proyecto.

Comunicaciones, y Protecciones, Automatismo y Control son, por su vez, detalladas en su conformación con los siguientes activos:

➤ Comunicaciones

- Gabinete TDM / TP
 - Aloja los equipos de SDH y Teleprotecciones
- Gabinete IP/ fibra
 - Aloja las cajas terminales de fibra óptica y los routers y switches de la red operativa
- Energía segura

- Aloja UPS, inversores o banco de batería para alimentación segura.
 - Gabinete OP/PAX
 - Equipos de onda portadora sobre líneas de AT y Telefonía de operación PAX
 - Equipos RAS
 - Equipos destinados al sistema de Remedial Action Scheme
 - Mástil o torre para comunicaciones (m)
- Protecciones, Automatismo y Control
- Un panel SCL por cada subestación (incluye 3 servidores, 2 switches y 1 caja terminal con 2 módulos de fibra).
 - Un panel HMI por cada subestación (incluye 2 servidores touch, 1 switch y 1 caja terminal con 1 módulo de fibra).
 - Dos paneles ODF/CENTRAL por cada subestación.
 - ODF (incluye 4 subracks para módulos y tantos módulos de fibra óptica como módulos de fibra se hayan instalado los paneles remotos dentro de la SE ej: SCL, HMI, TUC, Protecciones, Comunicaciones, Servicios auxiliares, etc., incluyendo en la contabilización de los correspondientes al panel Central).
 - Central (incluye 2 switches centrales, 1 switch de panel, 2 firewalls, 1 kit GPS, 2 módulos de fibra óptica, etc.).
 - Un panel TUC por cada tres UC instaladas en la estación (incluye 1 switch y 1 caja terminal con 1 módulo de fibra)
 - Para 500 kV
 - Una UC por cada Campo
 - Una UC por cada Sección Línea.
 - Una UC por cada Transformador.
 - Una UC por cada Reactor o Condensador de Media Tensión
 - Una UC para los Servicios Auxiliares (USG)
 - Una UC de repuesto instalada por cada subestación.
 - Para 150 kV
 - Una UC por cada Sección 150 kV.
 - Una UC por cada Sección 60 kV.
 - Una UC por cada Transformador 150/30 kV (si el transformador es de 150/60/30 lleva una UC adicional para la sección de 60 kV)
 - Una UC para los servicios auxiliares (USG)
 - Una UC por cada sección de 30 kV.

- Una UC de repuesto instalada por cada subestación.
- Paneles de comunicación SDH, OP e IP
 - Por cada panel instalado se requiere 1 caja terminal con 1 módulo de fibra y 1 modem de FO/RS232 cuando corresponda.
- Paneles de Protección:
 - Por cada panel instalado se requiere 1 switch y 1 caja terminal con 1 módulo de fibra.
 - Para 500 kV
 - 2 PP de LÍNEA por cada Sección de Línea de 500 kV (el panel incluye 2 relés de protección Diferencial/Distancia).
 - 2 PP de TRAF0 para protección de Transformador 500/150/30 KV.
 - 2 PP de TRAF0 para protección de Reactores de 500 kV.
 - PP de BARRA para protección de diferencial de barras.
 - 2 PP de RADIAL30 para protección de Falla Interruptor.
 - Para 150 kV
 - PP de LÍNEA por cada Sección de Línea de 150 kV (el panel incluye 2 relés de protección Diferencial/Distancia).
 - PP de RADIAL60 para hasta 2 radiales de 60 kV.
 - PP de RADIAL30 para hasta 3 radiales de 30 kV.
 - PP de TRAF0 para protección de Transformador 150/30 KV o 150/60/30 kV.
 - PP de BARRA para protección de diferencial de barras.

El Proyecto de detalle y supervisión del fabricante (Contratista) abarca los servicios brindados por el fabricante y/o empresa contratada al momento de la construcción de la estación, incluyendo servicios de ingeniería por parte del contratista, supervisión de montaje por parte del contratista, ensayos en sitio y puesta en servicio por parte del contratista. Están separadas en 3 categorías: 500 kV, 150 kV - AIS (Aire) y 150 kV - GIS (Gas).

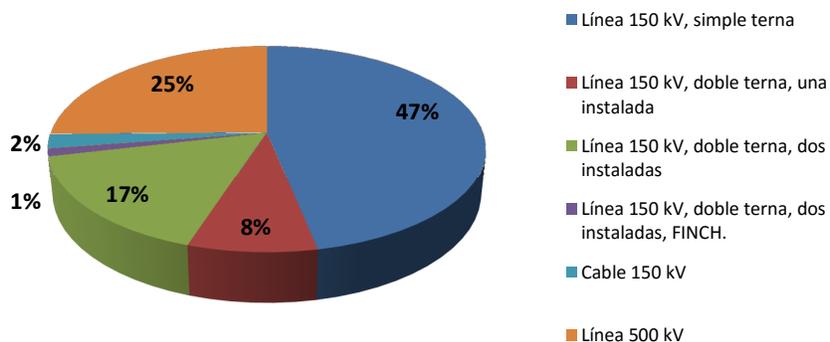
Los sistemas de seguridad de Estaciones se cuentan a nivel general de la estación y se refieren a la seguridad del edificio y sus componentes, no a la seguridad de las personas. Están separadas en 3 categorías: 500 kV - AIS, 150 kV - AIS y 150 kV - GIS.

Las Instalaciones de Predio son determinadas "por tramo", que se entiende cómo "*activos generales de predio y playa de maniobras como malla de tierra, iluminación exterior, y adecuación del terreno, etc., los cuales se valorizarán por tramo a efectos de aplicar en cada estación de acuerdo al tamaño de la misma.*". Dicho de otra forma, pueden cambiar en función del tamaño de la Estación.

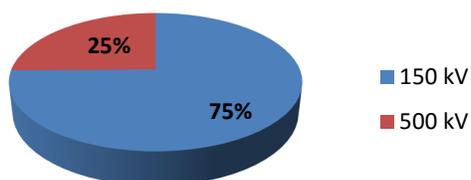
Las UCs de Líneas son:

Líneas y Cables Suburbanos y Rurales	km
Línea 150 kV. simple terna	1.997,10

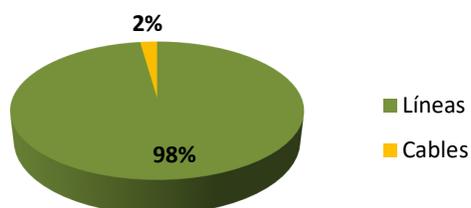
<u>Línea 150 kV, doble terna, una instalada</u>	350,07
<u>Línea 150 kV, doble terna, dos instaladas</u>	696,54
<u>Línea 150 kV, doble terna, dos instaladas, FINCH.</u>	51,10
<u>Cable 150 kV</u>	95,11
<u>Línea 500 kV</u>	1.075,64
TOTAL	4.265,56



Longitud (km) por nivel de tensión	
150 kV	3.189,92
500 kV	1.075,64
TOTAL	4.265,56



Longitud (km) por tipo	
Líneas	4.170,45
Cables	95,11
TOTAL	4.265,56



Las UCs Globales son:

Unidades Globales			Cantidad
<u>Protección Global del Sistema</u>	RAZ	Remedial Action Scheme	1
<u>Telecontrol de Estaciones</u>	CAZ	Centros de Atención Zonal	3

3. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS UNITARIOS DE TRASMISIÓN

3.1. Introducción

El presente capítulo tiene como objetivo presentar los costos eficientes de redes eléctricas de transmisión a través de unidades constructivas o módulos equivalentes a los utilizados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay. Para eso se han identificado las Unidades Constructivas y comparados los valores unitarios propios del sistema de transmisión de UTE con los obtenidos de otras fuentes de información.

Se obtuvo información sobre los costos de equipamiento de redes de países de Brasil, Guatemala y Perú. La información ha sido obtenida de los organismos reguladores y se asumen como representativas de costos eficientes. Además se han actualizado los precios reconocidos en el último estudio de URSEA para comparar con el nivel actual suministrado por UTE.

La definición del valor eficiente se basó en la evaluación de los siguientes aspectos;

- 1) Se observaron y analizaron las UC enviadas por UTE
- 2) Se buscaron referencias internacionales comparables
- 3) Se ajustaron los precios a Uruguay cuando son de otro país aplicando el criterio del Purchasing Power Parity (PPP) para referenciarlos a Uruguay.
- 4) Se adicione como referencia el valor reconocido en la RT anterior ajustado a la fecha de este estudio utilizando fórmulas de actualización.
- 5) Se consideró un techo de +15% respecto del promedio de los valores referenciales. Si el valor informado por UTE está hasta el techo, se toma el valor UTE. Si no, se toma el techo (promedio de las referencias x 1,15);
- 6) Si el valor propuesto por UTE no está dentro de la banda señalada en el punto anterior se realiza un análisis específico para cada caso, que se comenta particularmente en cada situación.

Los valores propuestos como eficientes son el resultado de la evaluación sobre esos aspectos, representando la mejor opinión que el Consultor puede emitir sobre valores eficientes basado en la información disponible.

3.2. Metodología

A los fines metodológicos se realizaron las siguientes actividades:

- Identificar en organismos de regulación de valores eficientes en países de Sudamérica y Centroamérica, los informes actualizados de precios o costos aprobados para ser utilizados en procesos tarifarios, licitatorios, o valores reales actualizados. Fueron utilizadas las siguientes fuentes:
 - **Brasil:** *Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL);*
 - **Guatemala:** *Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE);*
 - **Perú:** *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin).*
- Obtener de los referidos informes o planillas indicadores actuales de redes eléctricas que describan las unidades constructivas, precios o costos de referencia aprobados por los

organismos.

- Verificar la consistencia de las Unidades Constructivas en cuanto al material y tecnologías utilizadas, para el cumplimiento de las normas técnicas comparables en Uruguay.
- Adaptar, formar y componer unidades o módulos de redes eléctricas para obtener resultados comparables entre países, aplicando valores de *Purchasing Power Parity* (PPP) para referenciarlos a Uruguay.
- Hacer una actualización de los Costos Unitarios aprobados en el último estudio de URSEA.
- Comparar los resultados de costos o precios de las unidades constructivas entre módulos comparables.
- Determinar los costos eficientes a ser aplicados en los estudios de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de redes eléctricas de Uruguay, a través de la comparación entre los valores presentados por UTE, los valores aprobados actualizados del último estudio y las referencias internacionales comparables.
 - Se propone la aceptación de los costos unitarios presentados por UTE cuando hasta un techo de razonabilidad de +15% del promedio de las referencias.
 - En los casos en que los valores propuestos son superiores, se propone la adopción del techo de +15% con respecto a la media de las referencias, como costo unitario eficiente.

3.3. Comparación de Unidades Constructivas y Costos Eficientes

3.3.1. Ajuste en los precios internacionales

Para homogeneizar los precios de los diversos países se ha ajustado los costos y gastos obtenidos en cada país mediante la aplicación del índice de la paridad del poder de compra (“*Purchasing Power Parity*” o PPP¹). El índice se aplicó a los bienes no transables o bienes que tienen origen local (procedencia nacional) del equipo.

Para efectuar el ajuste se expresa en dólares americanos el costo del país de origen y se referencia a Uruguay afectándolo por la siguiente relación:

$$CU_{UY_{USD}} = CUBT_{PAIS_{USD}} + CUBNT_{ConPPP}_{PAIS_{USD}}$$

$$CUBNT_{ConPPP}_{PAIS_{USD}} = \frac{CUBNT_{SinPPP}_{PAIS_{USD}}}{PPP_{Pais}} * PPP_{UY}$$

$$CUBNT_{SinPPP}_{PAIS_{USD}} = \frac{CUBNT_{SinPPP}_{PAIS_{MonedaLocal}}}{Dolar_{MonedaLocal}}$$

¹Fuente PPP: World Development Indicators (<http://data.worldbank.org/indicator/PA.NUS.PPPC.RF>)

Donde:

$CU_{UY_{USD}}$	= Costos Unitarios en Uruguay [USD]
$CUBT_{PAIS_{USD}}$	= Costos Unitarios de Bienes Transables del país comparado [USD]
$CUBTNT_{ConPPP_{PAIS_{USD}}}$	= Costos Unitarios de Bienes No Transables del país comparado, con ajuste de PPP aplicado [USD]
$CUBTNT_{SinPPP_{PAIS_{USD}}}$	= Costos Unitarios de Bienes No Transables del país comparado, sin ajuste de PPP aplicado [USD]
PPP_{Pais}	= PPP del país de origen (año 2015) ²
PPP_{UY}	= PPP de Uruguay (año 2015)
$CUBTNT_{SinPPP_{PAIS_{MonedaLocal}}}$	= Costos Unitarios de Bienes No Transables del país comparado, sin ajuste de PPP aplicado [En moneda local]
$Dolar_{MonedaLocal}$	= Tasa de Cambio de la moneda local, en la fecha de referencia de los precios locales

Con este procedimiento se hacen comparables los datos relevados de las diferentes fuentes internacionales que tienen su origen en diferentes países a partir de realizar este ajuste macroeconómico para referenciar los costos a Uruguay.

Los precios informados por UTE y las fuentes de precios de Guatemala y Perú ya se encontraban expresadas en USD (dólares norteamericanos). De esa forma solo se ha aplicado la Tasa de Cambio para la base de precios de Brasil³.

Índice	Brasil	Guatemala	Perú	Uruguay
PPP	0,5548	0,5055	0,4810	0,7331
Cambio	3,1403	1,0000	1,0000	1,0000

3.3.2. Actualización de los costos del último estudio

Los costos unitarios aprobados en el último estudio de URSEA fueron actualizados como forma de verificar si los costos presentados ahora por UTE presentan diferencias importantes. La forma de actualización de dichos precios fue semejante al adoptado en el último estudio, separando la actualización para bienes transable (internacionales) y no transables (nacionales) con los criterios presentados a seguir:

Para Líneas:

² Los valores de PPP corresponden al año 2015, último dato disponible.

³ Fuente Câmbio: Oanda - Conversor de divisas (<https://www.oanda.com/lang/es/currency/convert/>)

$$CU_{2016} = CU_{2011} * \left(0,25 * \frac{AC_{2016}}{AC_{2011}} + 0,29 * \frac{Al_{2016}}{Al_{2011}} + 0,15 * \frac{ICC_{2016}}{ICC_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} + 0,16 * \frac{IMS_{2016}}{IMS_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} \right. \\ \left. + 0,11 * \frac{IPC_{2016}}{IPC_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} \right) + 0,04 * \frac{Goil_{2016}}{Goil_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}}$$

Para Subestaciones:

$$CU_{2016} = CU_{2011} * \left(0,39 * \frac{AC_{2016}}{AC_{2011}} + 0,18 * \frac{Cu_{2016}}{Cu_{2011}} + 0,11 * \frac{ICC_{2016}}{ICC_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} + 0,24 * \frac{IMS_{2016}}{IMS_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} \right) \\ + 0,06 * \frac{IPC_{2016}}{IPC_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}} + 0,02 * \frac{Goil_{2016}}{Goil_{2011}} * \frac{TC_{2011}}{TC_{2016}}$$

Donde:

CU_{2016} = Costos Unitarios Aprobado por URSEA en su último estudio actualizado para 2016 [USD]

CU_{2011} = Costos Unitarios Aprobado por URSEA en su último estudio en valores de 2011 [USD]

AC = Producer Price Index-Commodities, Series Id: WPU101, Not Seasonally Adjuste, Group: Metals and metal products, Item: Iron and Steel, Base Date: 198200, publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA en la web <<http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>>.

Cu = Precio del cobre expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica, London Metal Exchange spot Price, grade A cathode, CIF European ports. El valor es publicado por el Fondo Monetario Internacional en su página web, <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx> - Monthly Data, Series_Code: PCOPP_USD.

ICC = Índice de costo de la construcción (base diciembre 1999) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, <http://ine.gub.uy/preciosysalarios>.

IMS = Índice medio de salarios (base julio 2008) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, <<http://ine.gub.uy/preciosysalarios>>.

IPC = Índice de precios al consumo (base diciembre 2010) publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, <http://ine.gub.uy/preciosysalarios>

Goil = Precio medio del Gas Oil común sin impuestos expresado en \$U/litro, publicado por la Dirección Nacional de Energía en su página web en la sección Publicaciones y estadísticas/Petróleo y Gas/Series estadísticas de petróleo y derivados en el archivo denominado Precios medios de derivados de petróleo con y sin impuestos.

Al = Precio del aluminio expresado en dólares estadounidenses por tonelada métrica, London Metal Exchange spot Price, 99,5% minimum purity, CIF UK ports. El valor es publicado por el Fondo Monetario Internacional en su página web, <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx> - Monthly Data, Series_Code: PALUM_USD.

TC = Precio del dólar estadounidense interbancario billete comprador expresado en \$U/USD publicado en la página web del Instituto Nacional de Estadísticas, <http://www.ine.gub.uy/preciosysalarios/cotizacion2008.asp?Indicador=cotizacion>

A seguir se presentan los índices utilizados:

INDICE	VALOR
AC_2011	252,10

AC_2016	196,40
TC_2011	19,90
TC_2016	29,34
CU_2011	7.558,88
CU_2016	5.660,35
ICC_2011	327,88
ICC_2016	573,59
IMS_2011	148,59
IMS_2016	258,80
IPC_2011	108,60
IPC_2016	162,23
GOIL_2011	27,59
GOIL_2016	31,72
AL_2011	2.024,38
AL_2016	1.727,74

* todos los índices están referenciados a diciembre del año indicado (2011 y 2016)

3.3.3. Comparación y determinación de los precios eficientes

El objetivo del estudio es analizar la razonabilidad de los costos unitarios de inversión que serán utilizados con fines regulatorios.

La metodología usual para el análisis y homologación de los costos unitarios presentados por la empresa es el benchmarking con otros costos que pueden considerarse referenciales a los efectos de la regulación.

Para el benchmarking se utiliza el concepto de Unidad Constructiva estándar (UC): que se define como el conjunto de materiales dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje; y que facilitan el diseño de instalaciones eléctricas de distribución, subtransmisión y transmisión y lo presentan de manera sencilla, ordenada y uniforme.

Los costos unitarios referenciales de las UC que dispone el consultor son los que provienen de fuentes públicas principalmente de aquellos que surgen en los procesos de revisión tarifaria, sin embargo, se ha tenido el cuidado de seleccionar empresas y unidades constructivas con características similares a UTE y realizar las homologaciones entre países para ajustar las diferencias macroeconómicas.

En un proceso de benchmarking se requiere asegurar la “similitud” de las especificaciones técnicas y condiciones de instalación de las UC de las cuales se dispone de costos referenciales y las UC de UTE objeto de la comparación. En las fuentes que dispone el Consultor si bien se encuentran las características básicas del equipamiento el nivel de detalle disponible para las UC de transmisión y subtransmisión permite homologar los valores presentados por UTE dentro de un rango de valores razonables.

Por lo señalado se asume como criterio de razonabilidad cuando los costos presentados por UTE se encuentran en el rango de los valores relevados por el benchmarking.

La tabla a seguir presenta los costos unitario suministrados por UTE, los precios aprobados en el

estudio anterior actualizados, las referencias internacionales y los costos eficientes propuestos.

En seguida se comentan algunos puntos relevantes y algunos criterios adoptados:

❖ Criterios Generales

- Todos los costos presentados en la comparación contienen costos de Materiales, Obras, Montaje, Ingeniería, Administración y Interés Intercalarios.

❖ Terrenos y Servidumbres

- Se han aceptados los costos informados por UTE, pero sin los porcentajes de Ing, Adm y Interés Intercalarios;

❖ Unidades Constructivas globales de todo el Sistema de Trasmisión

- Se han aceptados los valores y justificaciones presentadas por UTE;

	VNR unitarios Trasmisión 2016	Unid	Unit. UTE 2016	Unit. Aprob 2011 Act.	Brasil	Guatemala	Perú	Unit. Eficiente	Promedio	Prom. +15%
	Unidad Constructiva									
Código	500 kV									
2,1	<u>Barras, antenas y pórticos de 500kV</u>	USD/Unid.	1.104.261	-				1.104.261		
2,2	<u>Campo de 500kV</u>	USD/Unid.	651.138	-				651.138		
	<u>Sección de Línea de 500kV</u>									
2,3		USD/Unid.	456.999	-	-			456.999		
	<u>Transformador de 500kV</u>									
2.4.1	Transformador - TIPO 1 - 83,3 MVA	USD/Unid.	2.308.853	1.897.732	2.301.670			2.308.853	2.099.701	2.414.656
2.4.2	Transformador - TIPO 2 - 141,7 MVA	USD/Unid.	2.655.881	-	2.669.359			2.655.881	2.669.359	3.069.763
2.4.3	Autotransformador - TIPO 1 - 83,3 MVA	USD/Unid.	1.720.745	1.518.185	2.176.138			1.720.745	1.847.162	2.124.236
2,5	<u>Sección de Transformador de 500kV</u>	USD/Unid.	646.925	755.719				646.925	755.719	869.077
2,6	<u>Servicios Propios 500kV</u>	USD/Unid.	192.158	-				192.158		
	<u>Reactores de Línea de 500kV</u>									
2.7.1	TIPO 1 - 50 MVAr	USD/Unid.	4.083.363	2.587.788	6.464.273			4.083.363	4.526.030	5.204.935
2.7.2	TIPO 2 - 100 MVAr	USD/Unid.	7.190.440	-	7.848.022			7.190.440	7.848.022	9.025.225
	<u>Reactores y Condensadores MT en estaciones de 500kV</u>									
2.8.1	Reactores - 30MVAr	USD/Unid.	282.007	293.722				282.007	293.722	337.780
2.8.2	Condensadores - 35MVAr	USD/Unid.	518.560	458.850				518.560	458.850	527.677
2,9	<u>Compensador Estático de Reactiva</u>	USD/Unid.	40.044.951	35.542.089				40.044.951	35.542.089	40.873.402
	<u>Terrenos</u>									
n/a	TIPO 1 - Rural		n/a	-						
n/a	TIPO 2 - Urbano		n/a	-						
2,11	<u>Instalaciones de Predio</u>	USD/Unid.	1.879.644	-	-			1.879.644		
2,12	<u>Edificio</u>	USD/Unid.	599.344	749.019				599.344	749.019	861.372
2,13	<u>Comunicaciones</u>	USD/Unid.	261.499	256.186				261.499	256.186	294.613
2,16	<u>Protecciones, Automatismo y Control</u>	USD/Unid.	1.212.223	-				1.212.223		
2,14	<u>Proyecto de detalle y supervisión del fabricante (Contratista)</u>	USD/Unid.	1.303.225	643.878				740.460	643.878	740.460
2,15	<u>Sistemas de Seguridad</u>	USD/Unid.	207.900	-				207.900		
Código	150 kV									
	<u>Barras de 150kV</u>									
1.1.1	Barra Simple	USD/Unid.	193.174					193.174		
1.1.2	Barra Doble/BP-BA	USD/Unid.	386.348					386.348		

	VNR unitarios Trasmisión 2016	Unid	Unit. UTE 2016	Unit. Aprob 2011 Act.	Brasil	Guatemala	Perú	Unit. Eficiente	Promedio	Prom. +15%
1,2	Campo 150kV	USD/Unid.	263.715					263.715		
	Secciones de líneas / Cables 150kV									
1.3.1	Barra Simple	USD/Unid.	363.770	283.559	593.477			363.770	438.518	504.295
1.3.2	Barra Doble/BP-BA	USD/Unid.	424.745	326.081	950.791			424.745	638.436	734.202
1.3.3	Interrupor y medio	USD/Unid.	146.225	-				146.225		
1.3.4	GIS (Barra Doble)	USD/Unid.	307.715	532.709				307.715	532.709	612.616
	Secciones de circuito 60 kV									
1,4	Barra Simple	USD/Unid.	191.255	171.348	342.730			191.255	257.039	295.595
	Secciones de circuito 30 kV									
1,5	Metaclad	USD/Unid.	34.770	83.472				34.770	83.472	95.993
	Transformadores de primario 150 kV									
1.6.1	TIPO 1 - 25 MVA, 150/31,5 kV	USD/Unid.	821.381	650.000	772.770	866.030	994.974	821.381	820.943	944.085
1.6.2	TIPO 2 - 40 MVA, 150/66/31,5 kV	USD/Unid.	1.081.812	599.267	1.193.101	1.257.548	1.384.585	1.081.812	1.108.625	1.274.919
1.6.3	TIPO 3 - 63 MVA, 150/31,5 kV	USD/Unid.	1.145.428	826.086	1.325.984	-	1.410.057	1.145.428	1.187.376	1.365.482
1.6.4	TIPO 4 - 63 MVA, 150/31,5 kV-22 kV	USD/Unid.	1.419.594	1.023.816	1.473.329	-	1.614.724	1.419.594	1.370.623	1.576.216
	Secciones de Transformador de 150kV									
1.7.1	Barra Simple	USD/Unid.	241.489	230.555	478.695			241.489	354.625	407.819
1.7.2	Barra Doble/BP-BA	USD/Unid.	355.189	270.543	542.746			355.189	406.645	467.641
1.7.3	Interrupor y medio	USD/Unid.	82.999	-				82.999		
1.7.4	GIS (Barra Doble)	USD/Unid.	348.342	798.957				348.342	798.957	918.800
	Sección de Transformador 60kV									
1,8	Barra Simple	USD/Unid.	136.192	128.205	268.683			136.192	198.444	228.211
	Sección de Transformador 30 kV									
1,9	Metaclad	USD/Unid.	31.330	85.505				31.330	85.505	98.330
	Sección acoplador 150kV									
1.11.1	TIPO 1 - AIS	USD/Unid.	274.650	141.870				163.151	141.870	163.151
1.11.2	TIPO 2 - GIS	USD/Unid.	211.609	666.105				211.609	666.105	766.021
1,12	Sección acoplador 60kV	USD/Unid.	137.238	119.185				137.063	119.185	137.063
1,13	Sección acoplador 30kV	USD/Unid.	27.818	84.176				27.818	84.176	96.802
1,14	Medida y aterramiento barra 150kV GIS	USD/Unid.	78.981	-				78.981		
1,15	Sección medida 150kV	USD/Unid.	55.655	60.145				55.655	60.145	69.166
1,16	Sección medida 60kV	USD/Unid.	45.222	35.757				41.121	35.757	41.121
1,17	Sección medida 30kV	USD/Unid.	20.306	51.700				20.306	51.700	59.455

	VNR unitarios Trasmisión 2016	Unid	Unit. UTE 2016	Unit. Aprob 2011 Act.	Brasil	Guatemala	Perú	Unit. Eficiente	Promedio	Prom. +15%
1,18	Servicios Propios	USD/Unid.	159.884	223.885				159.884	223.885	257.468
1,19	Sección servicios propios 150kV	USD/Unid.	147.606	-				147.606		
1,21	Sección servicios propios 30kV	USD/Unid.	101.775	51.700				59.455	51.700	59.455
	Puesta a tierra neutro									
1.22.1	TIPO 1 - 18 ohm	USD/Unid.	60.164	-				60.164		
1.22.2	TIPO 2 - 50 ohm	USD/Unid.	30.040	-				30.040		
1.22.3	TIPO 3 - 50 ohm y 1 Trafo zigzag	USD/Unid.	83.424	-				83.424		
1.22.4	TIPO 4 - 50 ohm y 2 Trafo zigzag	USD/Unid.	144.552	-				144.552		
	Reactores y Condensadores MT en estaciones de 150kV									
1.23.1	Reactores - 5MVAR	USD/Unid.	61.088	86.125				61.088	86.125	99.044
1.23.2	Condensadores - 10MVAR	USD/Unid.	275.083	260.575				275.083	260.575	299.661
	Terrenos									
n/a	TIPO 1 - Rural		n/a	-						
n/a	TIPO 2 - Urbano		n/a	-						
1,24	Instalaciones de Predio	USD/Unid.	917.572	-	1.186.260	1.026.856		917.572	1.106.558	1.272.542
	Edificio									
1.25.1	TIPO 1 - Con Celdas		838.626	-				838.626		
1.25.2	TIPO 2 - Sin Celdas	USD/Unid.	559.734	-				559.734		
1.25.3	TIPO 3 - GIS	USD/m2	2.039	-				2.039		
1,26	Comunicaciones	USD/Unid.	239.079	256.186				239.079	256.186	294.613
1,29	Protecciones, Automatismo y Control	USD/Unid.	701.809	-				701.809		
	Proyecto de detalle y supervisión del fabricante (Contratista)									
1.27.1	TIPO 1 - AIS	USD/Unid.	75.949	66.729				75.949	66.729	76.739
1.27.2	TIPO 2 - GIS	USD/Unid.	1.479.439	-				1.479.439		
	Sistemas de Seguridad									
1.28.1	TIPO 1 - AIS	USD/Unid.	119.700	-				119.700		
1.28.2	TIPO 2 - GIS	USD/Unid.	475.209	-				475.209		

Código	Líneas y Cables Suburbanos y Rurales		Unit. UTE 2016	Unit. Aprob 2011 Act.	Brasil	Guatemala	Perú	Unit. Eficiente	Promedio	Prom. +15%
3,1	Línea 150 kV, simple terna	USD/km	153.917	119.810	130.079	137.051	160.787	153.917	136.932	157.471
3,2	Línea 150 kV, doble terna, una instalada	USD/km	197.082	163.265	-	-	-	187.754	163.265	187.754
3,3	Línea 150 kV, doble terna, dos instaladas	USD/km	223.716	181.020	199.738	198.910	192.844	222.097	193.128	222.097
3,4	Línea 150 kV, doble terna, dos instaladas, FINCH.	USD/km	325.197	298.089	305.480	-	253.365	325.197	285.645	328.491
4,1	Cable 150 kV	USD/km	656.384	790.642	-	-	-	656.384	790.642	909.239
5,1	Línea 500 kV	USD/km	332.731	287.919	318.019	-	-	332.731	302.969	348.415

Servidumbres		Unit. UTE 2016	Unit. Aprob 2011 Act.
Líneas de 150 kV en Subetapa C		61.668.243	
Líneas de 150 kV en Subetapa E		360.297	
Líneas de 500 kV en Subetapa A		26.600.228	
Líneas de 500 kV en Subetapa E		80.273	

Unit. Eficiente
51.519.000
301.000
23.030.500
69.500

Unidades Constructivas globales de todo el Sistema de Trasmisión		Unit. UTE 2016	Unit. Aprob 2011 Act.
CAZ		605.970	
RAS		5.652.405	
TOTAL		6.258.375	

Unit. Eficiente
605.970
5.652.405
6.258.375

4. CÁLCULO DEL VNR DE TRASMISIÓN

4.1. Subetapas

El cálculo del VNR se separa en las Subetapas presentadas en la siguiente tabla.

Subetapa / Código	Concepto	Descripción
A	Red de 500 kV	Incluye líneas de 500 kV, sus elementos de compensación , las secciones de sus extremos y una cuota parte de los Otros Activos de las Estaciones.
B	Transformación 500/150 kV	Incluye los transformadores, las secciones de los transformadores para cada nivel de tensión y una cuota parte de los Otros Activos de las Estaciones.
C	Red de 150 kV	Incluye líneas de 150 kV, las secciones de sus extremos y una cuota parte de los Otros Activos de las Estaciones.
D	Transformación 150/64-31,5 kV y secciones de conexión en 63 y 31,5 kV en estaciones de 150/63-31,5 kV	Incluye los transformadores y sus secciones para cada nivel de tensión, las secciones de conexión de salidas de circuitos de demanda en las barras de 63 y 31,5 kV de las estaciones de transformación y una cuota parte de los Otros Activos de las Estaciones.
E	Instalaciones de Conexión en 500 y 150 kV	Incluye líneas y secciones de 150 y 500 kV de conexión de generadores y consumidores y una parte de los Otros Activos de las Estaciones que son propiedad de Trasmisión.
O	Otros Activos de las Estaciones	No es una subetapa. Su VNR se reparte proporcionalmente a los montos de las subetapas de cada Estación.
(*)	Líneas y cables de 31,5-63 kV	Corresponde a Subtrasmisión. Incluye las secciones de conexión de sus extremos y la cuota parte de Otros Activos en subestaciones MT/MT. No forman parte de este Inventario.
(*)	Transformación 31,5-63/6,4-15 kV	Corresponde a Subtrasmisión. Incluye trafos y secciones de cada lado y una cuota parte de los Otros Activos de las Estaciones. No forman parte de este Inventario.
H	Instalaciones de Conexión en MT en estaciones de Trasmisión	Corresponde a Subtrasmisión. Incluye las secciones de media tensión de conexión de generadores y consumidores en estaciones de Trasmisión, y una parte de los Otros Activos de las Estaciones.

4.2. Cálculo del VNR eficiente por subetapas

A continuación se detalla los resultados para la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de redes de transmisión de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay. A través del VNR se prevé el cálculo de los activos que constituyen la base de capital de UTE.

Se utilizan los precios de referencia eficientes que surgen del apartado anterior sobre la “Comparación y determinación de los precios eficientes”

La metodología aplicada para la determinación del Valor a Nuevo de Reemplazo de las redes de UTE consiste en tomar del inventario técnico el equipamiento de transmisión, agrupadas por nivel de tensión en equipamiento y líneas, valorizarla a precios actuales de referencia del mercado, considerando provisión, instalación, montaje y puesta en marcha.

La técnica para el cálculo del VNR; se la conoce como del producto “P x Q”, donde “Q” representa a la cantidad de activos físicos y “P” es el precio o costo de la “unidad constructiva estándar” correspondiente en cada caso y que considera todos los costos en que se incurriría para habilitar instalaciones nuevas con prestaciones equivalentes a las existentes. El valor de “Q” de referencia es obtenido del informe precios de referencia.

El VNR representa a la cantidad de activos físicos valorizados al costo eficiente de la “unidad constructiva estándar” correspondiente. Las mismas se agruparon por Subetapa, cómo explicado en el ítem anterior. Los resultados son presentados a seguir:

Subtotal VNR (USD)				
Subetapa	Estaciones	Líneas y Cables	Total	Descripción
A	161.351.111	377.631.954	538.983.064	Red 500 kV
B	141.543.153	-	141.543.153	Transformación 500/150 kV
C	209.080.071	647.554.733	856.634.804	Red 150 kV
D	403.563.158	-	403.563.158	Transformación 150/64-31,5 kV y secciones de conexión en 63 y 31,5 kV en estaciones de 150/63-31,5 kV
E	59.469.867	11.949.015	71.418.882	Instalaciones de Conexión en 500 y 150 kV
H	2.031.588	-	2.031.588	Instalaciones de Conexión en MT en estaciones de Trasmisión
Subtotales	977.038.949	1.037.135.701	2.014.174.650	

Unidades Constructivas globales (USD)			
Subetapa	Estaciones	Líneas y Cables	Total
A	501.345	1.173.365	1.674.710
B	439.798	-	439.798
C	649.646	2.012.060	2.661.706
D	1.253.938	-	1.253.938
E	184.783	37.128	221.910
H	6.312	-	6.312
Subtotales	3.035.822	3.222.553	6.258.375

TOTAL VNR (USD)				
Subetapa	Estaciones	Líneas y Cables	Total	Descripción
A	161.852.455	378.805.319	540.657.774	Red 500 kV
B	141.982.952	-	141.982.952	Transformación 500/150 kV
C	209.729.718	649.566.793	859.296.510	Red 150 kV
D	404.817.096	-	404.817.096	Transformación 150/64-31,5 kV y secciones de conexión en 63 y 31,5 kV en estaciones de 150/63-31,5 kV
E	59.654.650	11.986.143	71.640.792	Instalaciones de Conexión en 500 y 150 kV
H	2.037.901	-	2.037.901	Instalaciones de Conexión en MT en estaciones de Trasmisión
Subtotales	980.074.771	1.040.358.254	2.020.433.025	

Subetapas	UTE	VNR Eficiente	Dif. %
A	546.825.889	540.657.774	-1%
B	144.299.803	141.982.952	-2%
C	877.852.851	859.296.510	-2%
D	411.670.473	404.817.096	-2%
E	72.730.436	71.640.792	-1%
H	2.060.795	2.037.901	-1%
Subtotales	2.055.440.246	2.020.433.025	-2%