

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

REMUNERACIÓN ANUAL DE REDES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICAS, Y SUS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE TRANSMISIÓN

Preparada para:

ur|s|e|a unidad reguladora de
servicios de energía y agua

Diciembre, 2012

M 1355



VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE TRASMISIÓN

CONTENIDO

INVENTARIO	4
1. INTRODUCCIÓN.....	5
2. ANÁLISIS DEL INVENTARIO.....	5
3. UNIDADES O MÓDULOS CONSTRUCTIVOS	5
3.1. IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS.....	6
3.2. CONTABILIZACIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS.....	9
DETERMINACIÓN DEL VNR DE LAS INSTALACIONES DE TRASMISIÓN	14
1. INTRODUCCIÓN	16
1.1. OBJETIVO	16
1.2. METODOLOGÍA	16
1.3. ORGANISMOS POR PAÍSES	17
2. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	17
2.1. UNIDADES CONSTRUCTIVAS	17
2.2. PRECIOS DE REFERENCIA	17
2.3. COMPARACIÓN DE PRECIOS DE UC	18
2.3.1. Ajuste de los precios de internacionales	18
3. ANÁLISIS DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA	19
3.1. LÍNEAS Y CABLES.....	19
3.2. EQUIPAMIENTO	23
3.2.1. Equipamiento de 150kV	23
3.2.2. Equipamiento de 500 kV	26
3.3. PRECIOS EFICIENTES DE REFERENCIA	27
3.3.1. COMPARACIÓN DE PRECIOS DE EFICIENTES EN RELACIÓN A LOS PROPUESTOS POR UTE	29
4. CONSIDERACIONES DE LAS OBSERVACIONES REALIZADAS POR UTE	32
4.1. INTRODUCCIÓN.....	32
4.2. COSTOS DE LAS LÍNEAS DE TRASMISIÓN.....	32
5. CÁLCULO DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE TRASMISIÓN	33
5.1. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA EL CÁLCULO DE VNR	33
5.2. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DE TRASMISIÓN.....	34

INDICE TABLAS

Tabla 1 - Indicadores de Purchasing Power Parity (PPP) y Tasa cambiaria	19
Tabla 2 - Precios de Líneas y Cables, 500 kV y 150 kV con los ajustes por PPP	19
Tabla 3 - Precios Unitarios, Resolución R11-656, Directorio de UTE.....	20
Tabla 4 - Estructura de precios porcentual entre líneas de 500 kV y 150 kV	22
Tabla 5 - Precios de transformadores 150 kV	23
Tabla 6 - Precios de celdas de mampostería 30 kV	24
Tabla 7 - Precios de celdas de metalclad 30 kV.....	24
Tabla 8 – Precios de celdas de exterior 30 kV	24
Tabla 9 – Precios de equipamiento de maniobra 150 kV	24
Tabla 10 – Secciones 150 kV; GIS.....	25
Tabla 11 – Precios de equipamiento de maniobra 60 kV	25
Tabla 12 – Reactores y condensadores (valores por MVar)	26
Tabla 13 – Precios de transformadores 500 kV.....	26
Tabla 14 – Precios de equipo de maniobra 500 kV	27
Tabla 15 – Precios de reactor de 500 kV	27
Tabla 16 – Compensador estático.....	27
Tabla 17 – Precios de líneas, 2002 versus 2011.....	28
Tabla 18 – Precios de líneas, ajuste, propuestos por UTE y sugeridos como precios eficientes	29
Tabla 19 – Comparación de Precios de líneas entre Valores Eficientes y los propuestos por UTE	29
Tabla 20 – Comparación de Precios de Equipos Eficientes en relación a los propuestos por- UTE	30
Tabla 21 - Comparación de los Precios de líneas entre los nuevos Valores Eficientes y los propuestos por UTE ..	33
Tabla 22 - Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).....	34

ÍNDICE FIGURAS

FIGURA 1 - Unifilar red actual Uruguay	13
--	----

INVENTARIO

1. INTRODUCCIÓN

El presente estudio tiene como objetivo presentar a la Unidad Reguladora de Servicio de Energía y Agua (URSEA) el inventario de redes eléctricas de transmisión que opera la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay. El estudio se encuentra dentro de los lineamientos metodológicos establecidos por los reglamentos del sector eléctrico, en particular en los Reglamentos de transmisión (Decreto 278/2002) y el Decreto 228/2007 que establecen la metodología de cálculo de los cargos de transmisión .

Para ello se identificó la información enviada por UTE de equipamiento de estaciones y líneas del sistema de transmisión, considerados como “activos a reconocer”. Se verificó la consistencia con la red actual, considerada como instalaciones efectivamente adaptadas a la demanda.

La evaluación del inventario, con base en la red existente, se realizó verificando el equipamiento de transmisión en niveles de tensión de 500 kV, 150 kV, 60 kV y 30 kV. La información se obtuvo a través de UTE en archivos que oportunamente envió con esquemas unifilares de subestaciones, diagrama unifilar completo de la red y documentación con el equipamiento y su costeo propuesto por UTE, para su utilización en el cálculo del VNR.

2. ANÁLISIS DEL INVENTARIO

A partir de la información recibida a través de URSEA se verificó la consistencia de los documentos (diagramas unifilares 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 la fecha para la preparación del presente estudio.

Parte de la información fue presentada en flujos de carga correspondientes al año 2012 que contienen “capturas” de pantallas del PSS, con ampliaciones de circuitos para facilitar la identificación de los nodos utilizados para el cálculo.

Finalmente, con la información de UTE – Uruguay y la recogida de varias fuentes consultadas a nivel local e internacional, se pretende valorizar los costos del equipamiento inventariado, sistematizado a través de módulos constructivos. La evaluación de los precios eficientes se realiza utilizando como referencia los valores locales e internacionales, lo cual se consigna en el Informe de Avance N° 2.

3. UNIDADES O MÓDULOS CONSTRUCTIVOS

De la información enviada oportunamente por UTE y de las características de la red de transmisión se identificó el siguiente equipamiento, consistente con la red actual que opera la empresa. El equipamiento guarda relación al enviado por UTE en el documento de “Inventario y VNR UTE -2011.xls”

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. En algunos casos se incluyen notas aclaratorias de tensión o tipo de equipamiento.

Finalmente se presenta una figura con el esquema unifilar de la red actual de Uruguay.

3.1. IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Estaciones
<u>500 kV</u>
Mon A 500
Mon B 500
Mon I 500
Palmar 500
San Carlos 500
<u>150 kV</u>
A. Corrientes
Arapey
Artigas
Baygorria
Bifurcación
Botnia
Colonia
Conchillas
Salto (Cuatro Bocas)
Durazno
Efice
E. Martínez
Florida
Fray Bentos
Las Piedras
Libertad
Maldonado
Manuel Díaz
Melo
Mercedes
Minas
Mon A
Mon B
Mon C
Mon E

Líneas
<u>500 kV</u>

Mon F
Mon G
Mon H
Mon I
Mon J
Mon K
Mon L
Mon N
Mon R
Nueva Palmira
Pan de Azúcar
Pando
Paysandú
Pto Conexión CUCP
Pto Conexión Stel
Punta del Este
Rivera
Rocha
Rodriguez
Rosario
Salto Grande Uruguay
San Carlos
Santiago Vazquez
Solymar
Tacuarembó
Bonete (SE Terra)
T. Gomensoro
TyTres
Trinidad
Valentines
Young
Palmar 150

MVA - MVB
MVA - MVI
PAL - MVA
PAL - MVB
SJA - PAL (Línea 1)

SJA - PAL (Línea 2)
MVI - SCA (tramo Rural)
MVI - SCA (tramo Suburbano)
150 kV
TGO - ART
ARA - TGO
SGU - ARA
SGU - SAL
PAY - SAL
PAY - YOU
YOU - TER
TER-TAC
TAC - MDI
MDI - RIV
TER-VAL
VAL - TYT
TYT - MEL
TYT - EMA
YOU - MER
MER - NPA
COL - CON
CON - NPA
ROS - COL
ROD - ROS
TER - BAY
MVA - NOR (línea 1)
MVA - NOR (línea 2)
MVB - MVC (línea 1)
MVB - MVC (línea 2)
MVC - SVA (Línea 1)
MVC - SVA (Línea 2)
MVB - PIE
MVE - MVF
MVE - MVJ (cable 1)
MVE - MVJ (cable 2)
MVF - MVH
MVF - MVI
MVF - MVG
MVG - MVJ
MVH - MVI (Cable 1)
MVH - MVI (Cable 2)
MVI - MVK
MVL - MVR
NOR - MVR

MVC - Puesto D1
MVC - Puesto D2
Puesto D1 - MVE (Cable 1)
Puesto D2 - MVE (Cable 2)
MVA - MVL (Cable) (Inactivo)
MVA - MVL (Aérea)
MVB - MVL (Cable) (Inactivo)
MVB - MVL (Aérea)
SJA - MER - FBE (Tramo SJA-T32)
SJA - MER - FBE (Tramo T31-FBE)
SJA - MER - FBE (Tramo T31-MER)
T32 - FBE
FBE - Botnia
LIB - JLAC
JLAC - COL
MVA - MVB
MVA - PAN
MVA - BIF
MVA - AUXPAN
AUXPAN - BIF
BIF - CUCP
CUCP - MIN
BIF - MIN
BIF-PAZ (Línea 1)
PAZ - T72 (Línea 1a)
T72 - SCA (Línea 1)
BIF-PAZ (Línea 2)
PAZ - MAL (Línea 2a + Línea 2b)
SCA - T72 (Línea2)
T72 - MAL (Línea 1b)
MAL-T38
T38 - SCA (Línea 2)
ROC - T38
T38 - SCA (Línea 1)
MAL - PTO CANTEGRIL (Línea 1)
PTO CANTEGRIL - PES (Línea 1)
MAL - PTO CANTEGRIL (Línea 2)
PTO CANTEGRIL - PES (Línea 2)
TER - DUR (Línea 1)
DUR - FLO
FLO - PRO1
PRO1 - MVA
PRO2 - MVA
TER - DUR (Línea 2)

DUR - PRO2
MVA - MVI
MVA - T6 (M)
T6 (M) - MVI
T6 - SOL (línea 1)
T6 - SOL (línea 2)
PAL - PSO PUERTO - BAY
BAY - PSO PUERTO - TRI
TRI - ROD (Línea 1)
TRI - ROD (Línea 2)
ROD - PSO BELASTIQUI (Línea 1)
PSO BELASTIQUI - ACO (Línea 1)
PSO BELASTIQUI - ACO (Línea 2)
PAL - PSO PUERTO - TRI
MVB - BRUJAS (Línea 1)
MVB - BRUJAS (Línea 2)
PSO BELASTIQUI - BRUJAS (Línea 1)
PSO BELASTIQUI - BRUJAS (Línea 2)
ROD - PSO BELASTIQUI (Línea 2)
SVA - RBOLSA
RBOLSA - LIBERTAD
RBOLSA - EFICE
MVR - MVE
MVR - MVG
MVR - MVI
MVN - MVE
MDI - STE

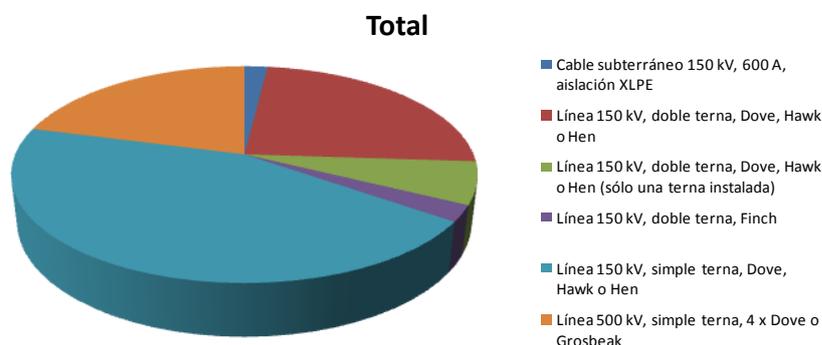
3.2. CONTABILIZACIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Del análisis de inventario se procedió a la sistematización de los módulos para facilitar los procesos de cálculo del costo de inversión, operación y mantenimiento, basado en la información de UTE.

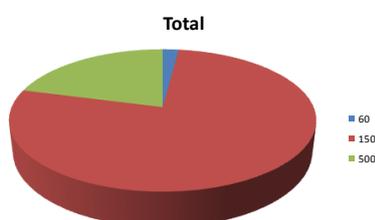
A continuación se presenta el equipamiento identificado a través de unidades constructivas de acuerdo al nivel de tensión, al tipo constructivo y según su uso. Las unidades constructivas guardan relación a las instalaciones presentadas por UTE anteriormente.

Del análisis de la información de las líneas podemos extraer la cantidad de kilómetros agrupados por tipo de unidad constructiva (presentadas en el próximo punto) y nivel de tensión:

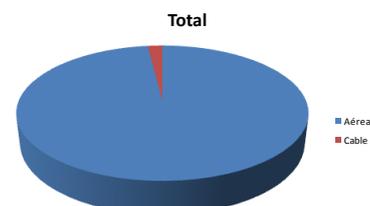
Suma de LONGITUD (km)	
Líneas	Total
Cable subterráneo 150 kV, 600 A, aislación XLPE	92.3
Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen	1159.5
Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen (sólo una terna instalada)	303.2
Línea 150 kV, doble terna, Finch	115.9
Línea 150 kV, simple terna, Dove, Hawk o Hen	2130.259
Línea 500 kV, simple terna, 4 x Dove o Grosbeak	1004.7
Total general	4805.9



LONGITUD (km) por tensión	
TENSION (kV)	Total
60	97
150	3704.2
500	1004.7
Total general	4805.9



LONGITUD por tipo (km)	
TIPO DE LINEA	Total
Aérea	4713.6
Cable	92.3
Total general	4805.9



En el siguiente cuadro se extrae información sobre las cantidades de equipos asociados a las estaciones, agrupados por tipo de unidad constructiva y nivel de tensión.

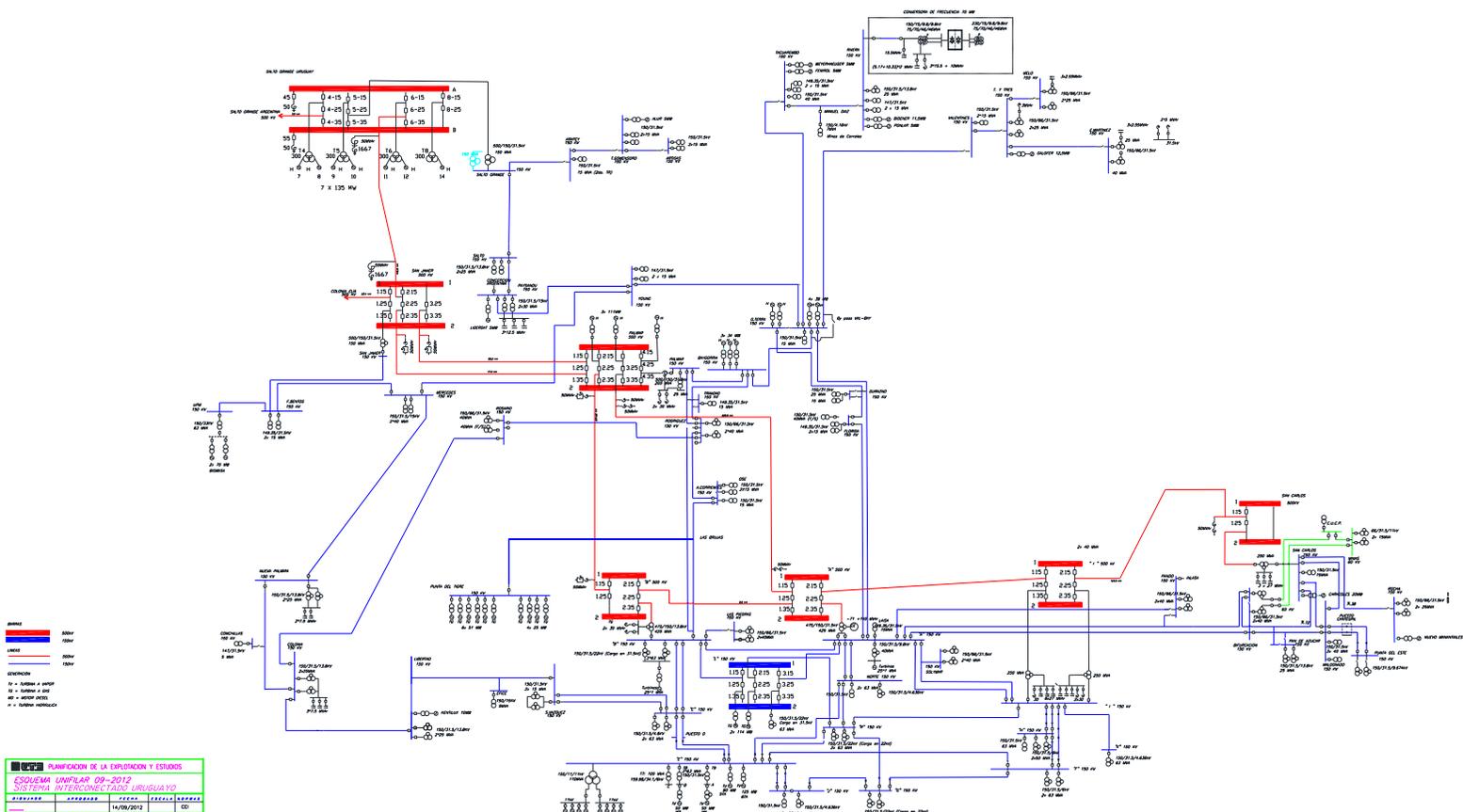
Estaciones de 500 kV	Cantidad
Tramo de línea 500 kV	7.2
Transformadoresdeprimario500kV	-
Transformador	1133.6
Autotransformador	1101.0
Tramodetrafo500kV	2.5
ServiciosPropios500kV	6.0
Reactores500kV	-
Bancode50MVA	6.3
Reactores y condensadores	-
Reactor"shunt"30kV,hasta10MVA	-
Reactor"shunt"30kV,de10a25MVA	-
Reactor"shunt"30kV,más25MVA	120.0
Bancodecondensadores30kV,hasta5MVA	-
Bancodecondensadores30kV,de5a20MVA	-
Bancodecondensadores30kV,masde20MVA	-
Compensadorestático+140/-60MVA	1.0
Terrenos	-
Montevideo ,centro	1.0
Montevideo, no centro	2.0
Zona rural	2.0
Edificios	-
Edificio	5.0
	-
Proyecto de detalle y supervisión del fabricante	-
Estaciónde500kV	5.0
Comunicaciones	5.0
Telecontrol	2.0

Estaciones de 150kV	Cantidad
Secciones de línea o cable 150 kV	
barra simple	63.6
barra doble	14.0
barra principal/auxiliar	60.3
GIS; barra doble	13.0
Transformadores de primario 150 kV (Potencia en MVA)	-
Hasta 25 MVA	811.7
De 26 a 52 MVA	1366.5
Más de 52 MVA	1718.5
Secciones de transformador 150 kV	-

Estaciones de 150kV	Cantidad
barra simple	72.4
barra doble	12.0
barra principal/auxiliar	24.0
GIS, barra doble	10.0
Sección de transformador 60 kV	-
barra simple	21.0
barra doble	2.0
barra principal/auxiliar	-
Sección transformador 30 kV	-
Mampostería	84.0
Metalclad	17.4
Exterior	12.0
Puesta a tierra neutro	-
Montevideo	12.0
Interior 150/30	21.0
Interior 150/60/30	13.0
Secciones de circuito 60 kV	-
barra simple	18.4
barra doble	4.0
barra principal/auxiliar	-
Secciones de circuito 30 kV	-
Mampostería	197.4
Metalclad	60.5
Exterior	16.0
Sección acoplador 150 kV	-
Normal	15.0
GIS	2.0
Medida y aterramiento de barras 150 kV- GIS	4.0
Sección de medida 150 kV	55.0
Sección acoplador 60 kV	1.0
Sección de medida 60 kV	9.0
Sección acoplador 30 kV	-
Mampostería	9.0
Metalclad	5.0
Sección medida 30 kV	-
Mampostería	46.0
Metalclad	5.0
Exterior	5.0
Servicios Propios	-
Montevideo	13.0
Interior	37.0
Sección servicios propios 30 kV	-

Estaciones de 150kV	Cantidad
Mampostería	39.0
Metalclad	8.0
Exterior	4.0
Reactores y Condensadores	-
Reactor "shunt" 30 kV, hasta 10 MVAR	13.0
Reactor "shunt" 30 kV, de 10 a 25 MVAR	-
Reactor "shunt" 30 kV, más 25 MVAR	-
Banco de condensadores 30 kV, hasta 5 MVAR	8.4
Banco de condensadores 30 kV, de 5 a 20 MVAR	120.0
Banco de condensadores 30 kV, mas de 20 MVAR	-
Inductores Serie	2.0
Terreno: Montevideo, centro	6.0
Montevideo, no centro	12.0
Zona rural	35.5
Edificios	-
Edificio Montevideo	14.0
Edificio, Resto del país	37.0
Proyecto de detalle y supervisión del fabricante	-
Estación pequeña	35.0
Estación grande	18.0
Comunicaciones	52.0
Telecontrol	40.0

FIGURA 1 - Unifilar red actual Uruguay



DETERMINACIÓN DEL VNR DE LAS INSTALACIONES DE TRASMISIÓN

ABREVIATURAS

ANNEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica

AMM: Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala, Guatemala

CEAC: Consejo de Electrificación de América Central, Centroamérica

COES: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Perú

CNE: Comisión Nacional de Energía, Chile

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Perú

PPP: Purchasing Power Parity

URSEA: Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua

UTE: Unión de Transporte Eléctrico, Administración Nacional

VNR: Valor Nuevo de Reemplazo

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVO

El presente estudio tiene como objetivo evaluar 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 ello se identificó equipamientos tipo y se comparó los valores unitarios propios del sistema de transmisión que opera la UTE con los obtenidos de otras fuentes de información.

Se obtuvo información sobre los costos de equipamiento de redes de países de Centroamérica, Chile, Perú, Colombia, y Brasil. La información es obtenida de los organismos reguladores y es representativa de estimación de costos eficientes. Asimismo y en términos de ampliar la base de información para la comparación se incluyó información de costos de equipamiento provista por un proveedor internacional que cotiza asiduamente obras en Uruguay.

Las unidades constructivas estándares de equipamiento de transmisión se consideraron en niveles de tensión de 500 kV, 150 kV, 60 kV y 30 kV. Se indican aquellos casos en los que las diferencias entre las unidades no hacen efectivamente comparables los costos, o las similitudes en existentes. En los casos en que no se cuenta con información suficiente, se efectúan estimaciones para formar un valor consistente con datos de otros indicadores representativos de la unidad constructiva.

El cálculo de la tarifa requiere que el prestador de servicio suministre toda la información que permita sustentar su requerimiento de ingresos y mucho más cuando no existe otro proveedor similar que permita hacer comparaciones independientes. Si esa información no es completa, el cálculo de las estimaciones realizadas en sus costos no está disponible es necesario ampliar el espectro de comparaciones para poder llegar a los valores eficientes buscados: En ese aspecto la definición del valor eficiente se basó en evaluar diversas dimensiones;

- Información suministrada por UTE
- Información obtenida de la red de compras realizadas por UTE
- Valores internacionales eficientes comparados y referidos a Uruguay
- Relación entre UCC entre los diversos países
- Comparación de Unidades Constructivas entre si
- Información de las UC

Los valores propuestos como eficientes son el resultado del control en esas dimensiones y representan la mejor opinión que el Consultor puede emitir sobre valores eficientes basado en la información disponible.

1.2. 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.
- ✓ Obtener de los referidos informes 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.

- ✓ 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.
- ✓ 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.

1.3. ORGANISMOS POR PAÍSES

Los organismos identificados para evaluar los costos de unidades constructivas o módulos estándares están agrupados a continuación.

- ✓ **Centroamérica:** Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), y el Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala (AMM).
- ✓ **Chile:** Comisión Nacional de Energía (CNE).
- ✓ **Perú:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).
- ✓ **Brasil:** Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- ✓ **Colombia:** Comisión de Regulación de Energía y Gas (GREG).

Adicionalmente se incluyó información provista por un Proveedor Internacional, que presentó precios de referencia de equipos y módulos de las tecnologías en uso por UTE que normalmente comercializa en Uruguay.

2. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

2.1. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Para la evaluación se adoptaron las unidades o módulos constructivos que surgen del inventario definido en el Informe N°1 de Inventario, en relación al equipamiento que usualmente utiliza la empresa para sus redes de 500 kV, 150 kV, 60 kV y 30 kV.

Los módulos constructivos representan grupos de equipamientos y configuraciones asociadas a líneas de transmisión, de subestaciones o equipamiento complementario de compensación u orientado al conexionado los elementos de la red eléctrica.

El equipamiento supone la utilización de materiales y tecnologías actuales que cumplan con los requisitos funcionales de los proyectos en relación a las normas de operación y requerimientos de calidad de suministro eléctrico.

2.2. PRECIOS DE REFERENCIA

La información enviada por UTE, fue parcial y no completó la solicitud de información oportunamente requerida, para desarrollar el proceso de valorización. En particular **no se han recibido antecedentes de los costos efectivos de obras recientes o de obras que estén actualmente en curso sobre el sistema de transmisión o subtransmisión.**

- ✓ Se requirió contar con información de UTE sobre costos de compra y las características de los distintos módulos constructivos sobre todo en lo que respecta a las líneas de 150 kV.

El método finalmente aplicado es el que permite un mejor acercamiento a los valores eficientes con la disponibilidad de información.

2.3. COMPARACIÓN DE PRECIOS DE UC

En el siguiente apartado se presentan los resultados de comparaciones de los precios de referencia de las unidades constructivas (UC) identificados por país, en dólares estadounidenses. Los mismos están agrupados en Líneas y Cables, y Equipamiento.

En algunos casos se obtuvo información de los precios por su tipo: urbano, suburbano y rural, y se presentaron en la comparación; mientras que en los casos en que no se obtiene tal atributo se consideran como promedios del módulo estándar.

A los efectos de considerar el orden de magnitud y las efectivas diferencias entre los costos de unidades o módulos constructivos calculados por UTE y los que resultan de otros procesos similares de países de la región, se ha realizado un ajuste de los precios internacionales sobre los valores unitarios de manera de hacer comparativos los costos de las instalaciones de transmisión y subtransmisión.

2.3.1. AJUSTE DE LOS PRECIOS DE 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:

$$Costo_URU = \frac{Costo_PAIS_ORIGEN}{\left(\frac{PPP_PAIS - ORIGEN}{TC_PAIS - ORIGEN}\right)} * \left(\frac{PPP_PAIS - URU}{TC_PAIS - URU}\right) [1]$$

Donde:

- *Costo_URU*: es el costo de la referencia llevado a Uruguay.
- *PPP_PAIS ORIGEN*: es el Purchasing Power Parity del país de origen de la muestra referencia.
- *TC_PAIS ORIGEN*: es el Tipo de Cambio promedio del país de origen de la referencia.
- *PPP_URU*: es el Purchasing Power Parity de Uruguay
- *TC_URU*: es el Tipo de Cambio promedio de Uruguay.

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 valores de PPP y el tipo de cambio corresponden al año 2011 y son extraídos de la página web del Fondo Monetario Internacional.

¹Fuente PPP: Fondo Monetario Internacional, en su página WEB

Tabla 1 - Indicadores de Purchasing Power Parity (PPP) y Tasa cambiaria

Índice	Colombia	Guatemala	Chile	Brasil	Perú	Uruguay
PPP	1307,78	4,89	401,06	1,81	1,61	17,72
Tasa de Cambio (TC)	1879,36	7,79	483,76	1,66	2,80	19,25
PPP/TC	0,696	0,628	0,829	1,087	0,575	0,921

En el caso de líneas aéreas el ajuste de los bienes no transables se realizó sobre el 55 % del total usando para ello como referencia la participación en costos laborales obtenidos de los cálculos de detalle de las UC en Perú. Es decir que sobre el valor original.

$$Precio_ajus = P_0 * (NoTrans\% * PPP + Trans\%) \quad [2]$$

Donde:

- *Precio_ajustado*: Precio de referencia ajustado por Purchasing Power Parity (PPP).
- P_0 : Precio de referencia sin ajustar por bien transable.
- *No Trans%*: Porcentaje del bien noTransable, o componente nacional.
- *Trans%*: Porcentaje del bien Transable, o componente extranjera más componentes de aluminio o cobre.

3. ANÁLISIS DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA

3.1. LÍNEAS Y CABLES

Tabla 2 - Precios de Líneas y Cables, 500 kV y 150 kV con los ajustes por PPP

U\$/km	Colombia 2008	Guatemala 2010 (*)	Chile 2010	Brasil 2011	Perú 2011		UTE 2011	
					Suburb	Rural	Suburb	Rural
Línea 150 kV, doble terna, Finch	-	206 545	-	-	359 262	235 688	465 091	420 442
Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen	214 077	199 126	213 589	200 659	302 650	197 224	288 356	260 674
Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen (sólo una terna instalada)	-	-	-	-	-	-	170 625	154 245(**)
Línea 150 kV, simple terna, Dove, Hawk o Hen	144 756	128 848	-	130 535	198 940	141 509	196 769	177 879(**)

U\$/km	Colombia 2008	Guatemala 2010 (*)	Chile 2010	Brasil 2011	Perú 2011		UTE 2011	
					Suburb	Rural	Suburb	Rural
Línea 500 kV, simple terna, 4 x Dove o Grosbeak	439 055	-	344 727	410 478	459 316	344 907	419 265	378 840
Cable subterráneo 150 kV, 600 A, aislación XLPE	-	-	-	-	1 474 206	-	861 417	-

(*) Los valores de Guatemala corresponden a valores líneas de secciones menores, por ello no son tenidos en cuenta para la evaluación de precios de referencia.

(**) – Se estima que los valores propuestos por UTE para líneas de 150 kV simple terna conductores Dove, Hawk o Hen con torres diseñadas para simple terna y las correspondientes a torres diseñadas para doble terna con sólo una cableada han sido invertidos.

Los costos mostrados incluyen los intereses intercalarios.

Del análisis de la Resolución R11-656 del 25 de mayo de 2011 de UTE obtenida de la web, sobre Adjudicación de Licitación Internacional H39519 para el suministro e instalación, en territorio uruguayo, de las líneas aéreas de 500 kV y 525 kV para conectar la Convertora de Frecuencia 50/60 Hz ubicada próxima a la Ciudad de Melo, el Directorio de UTE resuelve la adjudicación de las instalaciones de las que se obtienen los siguiente valores unitarios por tramo:

Tabla 3 - Precios Unitarios, Resolución R11-656, Directorio de UTE

#	Tramo: Línea 500 kV	Total U\$D	U\$D/km
1	LINEA 500 kV SAN CARLOS - CONVERSORA MELO	77 195 661	286 415
2	LINEA 525 kV CONVERSORA MELO FRONTERA BRASIL	17 905 983	289 250

Los precios por kilómetro de línea de esta tabla incluyen 5% de intereses intercalarios. No se han sumado imprevistos adicionales, previsión de ajustes e IVA, dado que esa compra se hizo a ese precio y en todo caso los imprevistos, etc. son ajustes que en más o en menos se puede aplicar en un presupuesto, pero no hacen a los valores que deben ser considerados en términos de cálculos tarifarios.

Los valores oportunamente adjudicados deberían ser considerados un límite superior de los valores eficientes para esa UC en Uruguay.

Del análisis de la tabla y de la información disponible se puede hacer las siguientes consideraciones:

- Por tener características técnicas, de configuración, y prácticas normales sobre instalaciones de líneas de 150 kV y 500 kV entre Uruguay, Chile, Perú y Brasil (Región Sur), se puede estimar que las mismas son técnicamente comparables.
- En los casos de Brasil, Guatemala y Perú se obtuvieron datos de líneas de 138 kV, en Chile de 110 kV, y en el caso de Colombia de líneas de 230 kV. Los valores de costos fueron ajustados con relación unitaria asociado al cambio por tensión para alcanzar valores de 150 kV.
- Los valores obtenidos para Brasil se consideran que son representativos de líneas tipo Rural de 150 kV. En este caso para obtener valores del tipo suburbano, se tomó la relación que utiliza UTE para obtener valores suburbanos. El valor escogido es de 110

%, que representa el valor porcentual de una línea tipo suburbana respecto de una tipo rural. Resulta un valor unitario de 144 397 U\$/km de línea 150kV, simple terna, del tipo suburbano.

- De los valores que presenta UTE para las líneas del tipo suburbano, se observa que las mismas representan costos del 110 % de las líneas tipo rural.
- El precio considerado eficiente de línea de 150 kV, doble terna Dove, Hawk o Hen tipo suburbano, se consigue de ajustar el precio de la línea tipo rural de Perú (con valor de 197 224 U\$/km) por la relación obtenida de UTE de 110 % (área suburbana respecto del valor del área rural). Del mismo modo que evaluó el anteriormente, resulta en este caso un precio de 218 168 U\$/km de línea 150kV, para una doble terna, del tipo suburbano.
- En el caso de la línea de 150 kV doble terna, Finch, se considera eficiente el precio regulado que corresponde al área suburbana de Perú. Para el tipo rural se ajusta con la relación que mantiene UTE entre suburbano y rural del 110 %. El valor obtenido para línea de 150 kV doble terna, Finch del tipo rural es de 309 308 U\$D.
- La relación que propone UTE, respecto al tipo suburbana / rural, se aplica para la líneas de 500 kV, debido a que se considera a que el valor resolutivo (Resolución R11-656) es de una línea tipo rural. Resulta un valor unitario de 315 056 U\$/km de línea 500 kV, del tipo suburbano.
- En el caso del cableado subterráneo los valores de Perú se encuentran por encima de los presentados por UTE. Se considera que los mismos son elevados por el tipo de terreno que presentan las regiones en que están emplazados los centros de mayor consumo y que por razones del tipo de demanda urbana requiere instalaciones subterráneas.
- En el caso de Brasil y Perú, los datos se extraen de organismos reconocidos del sector por publicar valores de referencia. Los valores de Brasil, son extracción del Banco de Precios para Infraestructura de subestaciones y líneas de transmisión (Junio 2011) del Anexo II del Banco de Precios de Referencia de ANNEL. Los valores publicados son utilizados en los procesos autorización, licitación para otorgar la concesión y revisión tarifaria en la concesión de transmisión de energía eléctrica. Mientras que en el caso de Perú, los valores son extracción de las bases de datos de OSINERGMIN para valorizar módulos de inversión de líneas de transmisión
- El valor de la línea de 500 kV de Chile, se obtuvo a partir del promedio de dos líneas típicas y se realizó un ajuste en relación a la diferencia existente del peso del conductor entre Chile y el conductor utilizado por UTE.
- Como se mencionó anteriormente, de la información obtenida de Perú, en relación al porcentaje que representa los costos de material (aluminio o cobre), y la componente nacional y extranjera del costo total unitario, se procedió a identificar cuánto de ello es considerado como bien transable. Luego, se aplicó similar porcentaje de lo que representa los bienes no transables de las instalaciones de Perú a los precios de los restantes países, Brasil, Guatemala, Chile, y Colombia. En Perú este valor de bienes no transables representa aproximadamente el 55 % de los precios de las instalaciones de líneas de 150 kV.
- En Chile, no se completó la información de transmisión 150 kV, por no contar con datos adecuados para desagregar y comparar las unidades constructivas del “Estudio para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión - Cuadrienio 2011 – 2014. Los valores de equipamiento en 500 kV se obtuvieron del informe de “Estudio de transmisión Troncal” y se adecuó en relación a las características del

equipamiento.

- De Colombia, se obtuvieron datos de líneas de 230 kV y se estimó el precio de línea de 150 kV, a través de la relación unitaria del cambio de costo por nivel de tensión (230 kV y 150 kV). Además, no hay información actualizada adicional a la presentada en la tabla. Los valores de los precios de referencia de unidades constructivas son utilizados en procesos con fines tarifarios. Si se ajusta este dato para obtener un valor al 2011, a través del Índice de Precios del Productor (IPP) y tasa de cambio adecuados, se obtienen valores con un sobrecosto superior al 24 %, respecto del 2008, dejando en este caso fuera de la evaluación los precios de Colombia.
- Bajo estas premisas, y los ajustes que oportunamente se realizó sobre los precios de referencia internacional para instalaciones similares, se tomaron aquellos valores menores como precios de referencia, que pueden ser considerados precios eficientes para la actividad que desarrolla UTE. Las celdas con los precios más eficientes están en color gris. Es de destacar que en su conjunto aparece como representativo Perú que es un país con una amplia experiencia en el proceso regulatorio y en la búsqueda de eficiencia aplicada en términos regulatorios

A partir de los precios de referencia considerados como eficientes, marcados en las celdas en gris de la Tabla 2, podemos obtener la siguiente estructura de precios (presentado para el tipo suburbano), y la relación existente entre las líneas bajo análisis respecto del valor de línea de 500 kV, que se utiliza como comparador.

Tabla 4 - Estructura de precios porcentual entre líneas de 500 kV y 150 kV

#	U\$/km (Suburbano)	MECSA		UTE		Diferencias Relaciones	Diferencias Precios
1	Línea 150 kV, doble terna, Finch	359 262	1,13	465 091	1,11	-0,02	105 829
2	Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen	218 168	0,69	288 356	0,69	0,00	70 188
3	Línea 150 kV, simple terna, Dove, Hawk o Hen	144 397	0,46	196 769	0,47	0,01	52 373
4	Línea 500 kV, simple terna, 4 x Dove o Grosbeak	316 831	1,00	419 265	1,00	0,00	102 434
5	Cable subterráneo 150 kV, 600 A, aislación XLPE	861 417	2,72	861 417	2,05	-0,66	0
6	Línea 60 kV Simple terna	78 489	0,25	76 235	0,18	-0,07	-2 254
7	Línea 30 kV Simple terna	67 517	0,21	66 694	0,16	-0,05	-824

Nota: los valores de subtransmisión son valores promedios obtenidos de varios tipos de conductores y secciones.

En transmisión, las diferencias en los valores absolutos de los precios unitarios es marcada entre los que presenta UTE y los precios de referencia de la región y con los obtenidos de la licitación de UTE, alcanzado valores significativos superiores para: A) doble terna, Finch, B) Línea 500 kV, doble terna, 4 x Dove o Grosbeak, y C) Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen, D) Línea 500 kV, simple terna Dove, Hawk o Hen.

En cuanto a la estructura de precios y la relación entre los módulos constructivos de líneas de UTE respecto del precio unitario de la línea de 500 kV, se observan diferencias para el cable

subterráneo de 150 kV. En este caso el precio se adoptó de los valores propuestos por UTE.

No se observan diferencias significativas para las líneas de 30 kV y 60 kV, respecto a su proporción relativa frente a los precios de la línea de 500 kV.

3.2. EQUIPAMIENTO

En este caso se basó en la información obtenida de Brasil, Perú, Guatemala y el Proveedor Internacional, por el contenido y tipo de información que tenían los reportes. En los casos en que no se presentan valores del equipamiento se adoptan los valores propuestos por UTE, y presentados en los resultados de precios eficientes.

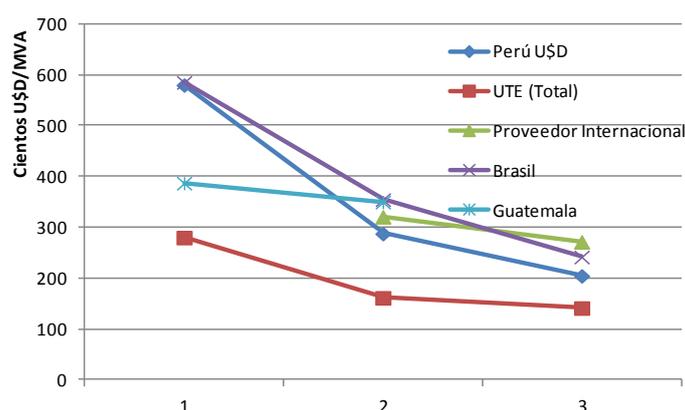
3.2.1. Equipamiento de 150kV

De la información obtenida de UTE para transformadores, de las planillas de inventarios y VNR, se obtiene la relación entre porcentaje de la componente nacional y extranjera del costo total unitario. Se procedió a identificar cuánto de ello (porcentual) es considerado como bien no transable, con el objetivo de aplicar PPP. En el grupo de ítems considerados como nacionales se incluyó a: montaje, cargas sociales y obra civil.

Con el valor porcentual obtenido se corrigió con PPP los precios de los restantes países, Brasil, Guatemala, Perú sobre lo que representa bienes no transables de las instalaciones. En UTE - Uruguay este valor de bienes no transables representa aproximadamente el 24 % de los precios de las instalaciones de transformadores.

Tabla 5 - Precios de transformadores 150 kV

#	Transformador U\$D/MVA Transformadores de primario 150 kV (valores por MVA)	Brasil 2009	Perú 2010	UTE 2011	Proveedor Internacional	Guatemala 2010
1	Hasta 25 MVA	58 532	58 004	27 984		38 704
2	De 26 a 52 MVA	35 435	28 752	16 125	32 064	34 977
3	Más de 52 MVA	24 166	20 442	14 113	27 140	



El dato del Proveedor Internacional, al igual que los presentados por UTE y se encuentran en Tabla anterior, incluyen valores porcentuales por sobre el equipamiento de: Recargos y gastos de importación de equipos, Obra civil de estación, Montaje, Cargas Sociales, Ingeniería y Administración 150 kV.

Tabla 6 - Precios de celdas de mampostería 30 kV

Celdas U\$D Celdas mampostería 30 kV	Perú 2010	UTE 2011
Sección línea o cable 30 kV	77 648	98 821
Sección transformador 30 kV	68 492	84 703
Sección acoplador 30 kV	90 934	50 822

El siguiente grupo de equipamiento no tiene ajustes por PPP, por ser considerados que son bienes transables en los mercados internacionales.

Tabla 7 - Precios de celdas de metalclad 30 kV

Celdas U\$D Celdas metalclad 30 kV	UTE 2011	Proveedor Internacional	Guatemala 2010
Sección línea o cable 30 kV	123 655	87 310	99 425
Sección transformador 30 kV	113 350	89 436	85 069
Sección acoplador 30 kV	123 655	88 046	108 608
Sección servicios propios 30 kV	55 645	89 436	

Nota: la diferencia promedio entre los precios de Uruguay y Proveedor Internacional, de los tres primeros equipos es de 36 %.

Tabla 8 – Precios de celdas de exterior 30 kV

Celdas U\$D Celdas exterior 30 kV	UTE 2011	Guatemala 2010
Sección línea o cable 30 kV	115 339	80 478
Sección transformador 30 kV	92 271	81 458

Tabla 9 – Precios de equipamiento de maniobra 150 kV

#	Equipamiento de maniobra Secciones 150 kV; intemperie	Brasil 2009	UTE 2011	Proveedor Internacional	Guatemala 2010
1	Sección de línea o cable 150 kV; barra simple	815 152	328 897	296.596	310 647
2	Sección de línea o cable 150 kV; barra doble	1 235 562	375 280	341.073	
3	Sección de línea o cable 150 kV; barra principal/auxiliar	1 196 438	402 688	341 073	
4	Sección transformador 150 kV; barra simple	739 529	248 144	264 194	350 889
5	Sección transformador 150 kV; barra doble	851 882	289 142	282 982	
6	Sección transformador 150 kV; barra principal/auxiliar	817 292	323 666	282 982	
7	Sección acoplador 150 kV	722 021	280 511	148 393	
8	Sección de medida 150 kV		54 215	61 263	

Nota: En la columna con información de Proveedor Internacional, a los costos del equipo se incluyó valores porcentuales de: Recargos y gastos de importación de equipos, Obra civil de estación, Montaje, Cargas Sociales,

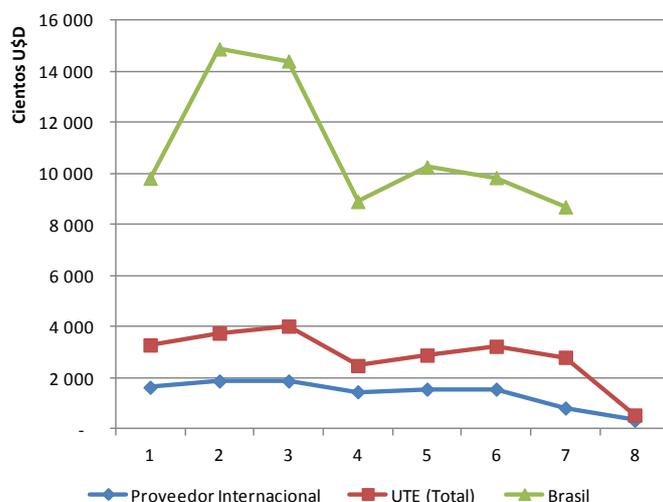


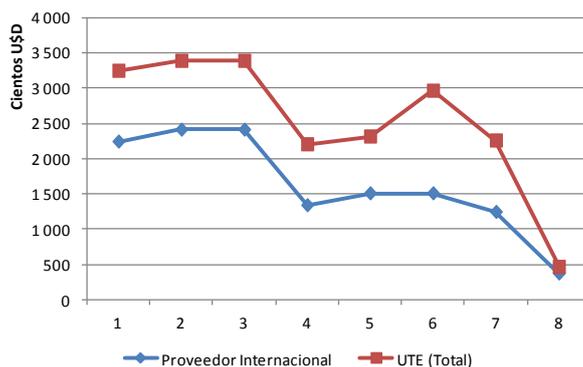
Tabla 10 – Secciones 150 kV; GIS

Secciones 150 kV; GIS	UTE 2011	Proveedor Internacional
Sección de línea o cable 150 kV; barra doble	943 319	618 715

Tabla 11 – Precios de equipamiento de maniobra 60 kV

#	Equipamiento de maniobra Secciones 60 kV; intemperie	Brasil 2009	UTE 2011	Proveedor Internacional	Guatemala 2010
1	Sección línea 60 kV; barra simple	573 169	324 697	224 345	179 226
2	Sección línea 60 kV; barra doble	0	338 814	241 243	312 721
3	Sección línea 60 kV; barra principal/auxiliar	607 455	338 814	241 243	
4	Sección transformador 60 kV; barra simple	470 432	220 517	134 100	241 794
5	Sección transformador 60 kV; barra doble	0	231 543	150 999	334 177
6	Sección transformador 60 kV; barra principal/auxiliar	524 971	296 462	150 999	
7	Sección acoplador 60 kV	497 747	225 876	124 665	242 409
8	Sección de medida 60 kV		46 733	37 401	

Nota: la diferencia entre Proveedor Internacional y UTE es prácticamente constante en cada uno de los módulos



En la columna con información de Proveedor Internacional, a los costos del equipo se le incluyó valores porcentuales estimados de: Recargos y gastos de importación de equipos, Obra civil de estación, Montaje, Cargas Sociales, Ingeniería y Administración 500 kV, intereses intercalarios.

Tabla 12 – Reactores y condensadores (valores por MVAr)

Reactores y condensadores (valores por MVAr)	UTE 2011	Proveedor Internacional
Reactor "shunt" 30 kV, de 10 a 25 MVAr	12 359	12 253
Banco de condensadores 30 kV, de 5 a 20 MVAr	28 045	29 030

3.2.2. Equipamiento de 500 kV

Tabla 13 – Precios de transformadores 500 kV

#	Transformadores de primario 500 kV (valores de U\$D/MVA)	Brasil 2009	Perú 2010	UTE 2011	Proveedor Internacional
1	Transformador	32 002	24 036	24 520	26 098
2	Autotransformador	21 209	19 229	19 616	19 804

La columna final tiene información de Proveedor Internacional, el valor de costos del equipo incluye valores porcentuales estimados de: Recargos y gastos de importación de equipos, Obra civil de estación, Montaje, Cargas Sociales, Ingeniería y Administración 500 kV.

Por obtenerse precios de Perú y del Proveedor Internacional muy similares a UTE para estos equipos, se adoptan los propuestos por UTE.

Como se mencionó y al igual que se realizó anteriormente, de las planillas de inventarios y VNR, se obtuvo la relación entre porcentaje de la componente nacional y extranjera del costo total unitario. Con el valor porcentual obtenido se corrigió con PPP los precios relacionados a transformadores de los restantes países, Brasil, Guatemala, Perú. En UTE - Uruguay este valor de bienes no transables representa aproximadamente el 24 % de los precios de las instalaciones de transformadores.

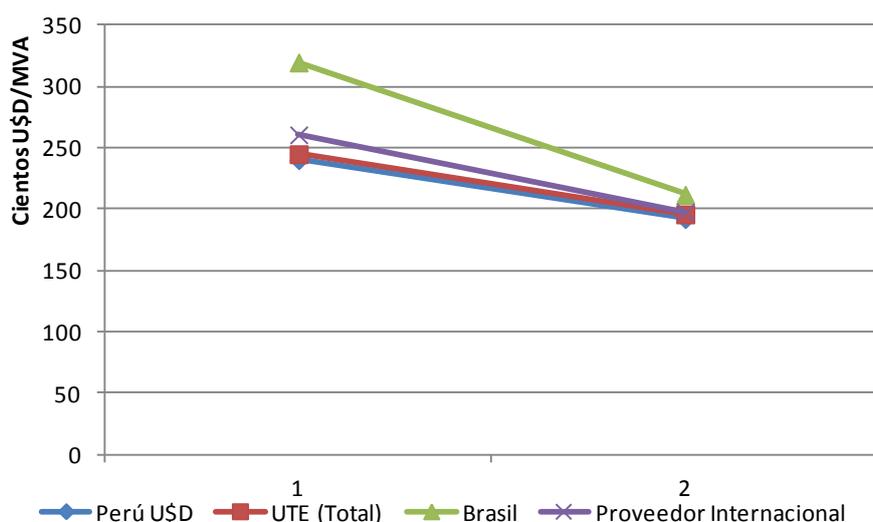


Tabla 14 – Precios de equipo de maniobra 500 kV

Estaciones de 500 kV Equipo de Maniobra	UTE 2011	Proveedor Internacional
Tramo de línea o transformador 500 kV	10 338 141	9 235 252

Tabla 15 – Precios de reactor de 500 kV

Precios de reactor	UTE 2011	Proveedor Internacional
Banco de 50 MVAr	928 404	1 047 937

Tabla 16 – Compensador estático

Compensador	UTE 2011	Proveedor Internacional
Compensador estático +140/-60 MVAr	38 253 600	38 253 600

3.3. PRECIOS EFICIENTES DE REFERENCIA

De los valores obtenidos podemos realizar los siguientes comentarios:

Para redes las diferencias se observan principalmente en los precios de referencia de líneas de 150 kV y 500 kV. Mientras que para los cables de 150 kV y equipamiento de transformación de 150 kV, UTE presenta valores aceptables para los de la región.

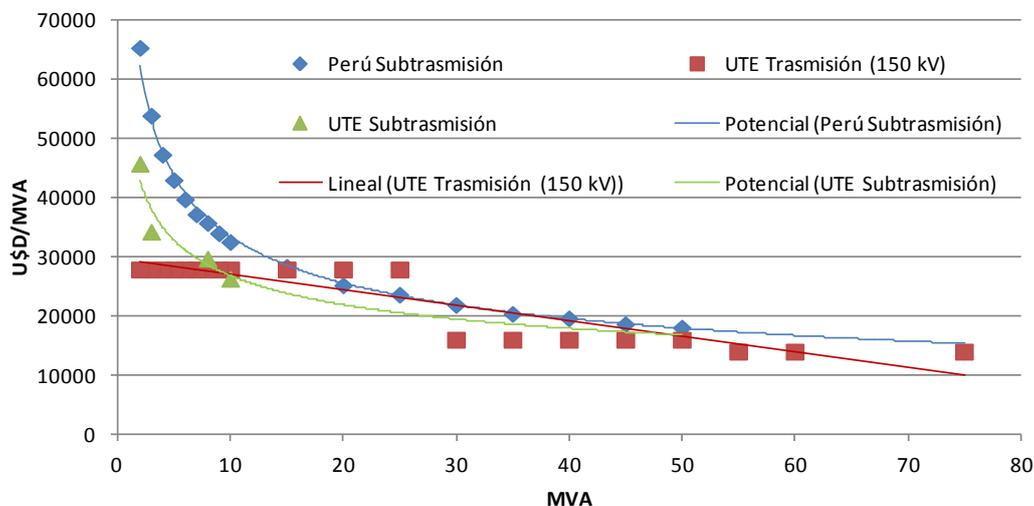
Las diferencias se observan en precios de unitarios de líneas, con precios por debajo de los precios de referencia que presenta UTE en las siguientes unidades:

- a) Línea 150 kV, doble terna, Finch, Línea 150 kV,
- b) Simple y doble terna, Dove, Hawk o Hen, y
- c) Línea 500 kV, simple terna, 4 x Dove o Grosbeak

En el caso de tramo de línea o transformador de 500 kV, el proveedor Internacional presenta precios inferiores que los de UTE.

En el caso transformadores de 150 kV se considera eficientes los propuestos por UTE y resultan consistentes en todas las capacidades (MVA). Esto se observa en el conjunto entre los precios propuestos para subtransmisión de Perú, respecto de los precios de referencia de transmisión de UTE para 150 kV, y los

valores subtransmisión. El resultado se muestra en la siguiente gráfica, donde se muestran precios unitarios decrecientes y por debajo de los obtenidos de subtransmisión de Perú.



Para equipamiento de redes de subtransmisión, se observan menores valores de unidades o módulos constructivos de Perú (Osinergmin), Proveedor Internacional, y en pocas ocasiones de referencia del AMM de Guatemala.

En los precios de celdas mampostería, metalclad, y exterior, los precios de Perú, Proveedor Internacional, o del AMM de Guatemala lo valores son inferiores a los propuestos por UTE.

Para equipamiento de maniobra de 60 kV y 150 kV, y reactores priman los precios propuestos por el Proveedor Internacional por resultar inferiores a los de UTE.

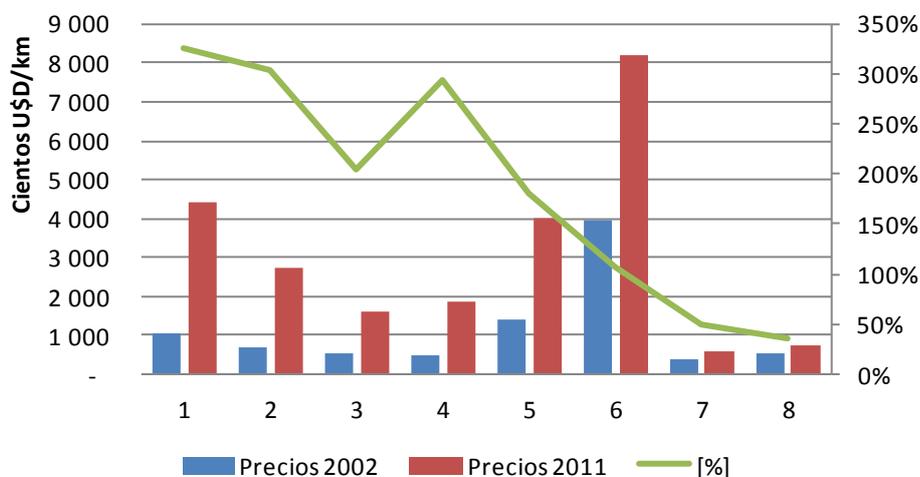
Los valores utilizados como precios eficientes, son aquellos menores entre los obtenidos de la comparación de precios internacionales y los presentados por UTE.

De la comparación en la actualización precios realizados por UTE en sus actividades trasmisión y subtransmisión se observan las siguientes diferencias entre los años 2002 y 2011, para líneas de trasmisión y subtransmisión. En la gráfica se observa un acentuado incremento en los precios de trasmisión respecto de los precios utilizados para subtransmisión. Los precios unitarios de la siguiente tabla no consideran intereses intercalarios.

Tabla 17 – Precios de líneas, 2002 versus 2011

#	Líneas (suburbanos)	Precios 2002	Precios 2011	[%]
1	Línea 150 kV, doble terna, Finch	103 947	442 944	326%
2	Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen	67 899	274 625	304%
3	Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen (sólo una terna instalada)	53 236	162 500	205%
4	Línea 150 kV, simple terna, Dove, Hawk o Hen	47 547	187 399	294%
5	Línea 500 kV, simple terna, 4 x Dove o Grosbeak	142 248	399 300	181%
6	Cable subterráneo 150 kV, 600 A, aislación XLPE	394 422	820 398	108%
7	LINEA 60 kV SIMPLE TERNA	40 515	60 291	49%
8	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA	53 609	73 068	36%

Evolución de precios



Adicionalmente, si se ajustan los precios del año 2002 al 2011, corrigiendo por tasa de cambio e índice de mano de obra (IMS), los precios de referencia deberían incrementarse en el orden del 81% por sobre el valor 2002. La siguiente tabla presenta los valores ajustados al 2011 y los sugeridos por el Consultor

Tabla 18 – Precios de líneas, ajuste, propuestos por UTE y sugeridos como precios eficientes

#	Líneas (suburbanos)	Precios URSEA 2002	Precios URSEA ajustados al 2011	Precios UTE 2011	Precios Eficientes 2011
1	Línea 150 kV, doble terna, Finch	103 947	291 595	442 944	342 154
2	Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen	67 899	190 472	274 625	207 779
3	Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen (sólo una terna instalada)	53 236	149 339	162 500	187 399
4	Línea 150 kV, simple terna, Dove, Hawk o Hen	47 547	133 380	187 399	137 521
5	Línea 500 kV, simple terna, 4 x Dove o Grosbeak	142 248	399 037	399 300	301 744
6	Cable subterráneo 150 kV, 600 A, aislación XLPE	394 422	1 106 443	820 398	820 398

Nota: valores sin intereses intercalarios y para áreas suburbanas.

3.3.1. Comparación de Precios de Eficientes en relación a los propuestos por UTE

Tabla 19 – Comparación de Precios de líneas entre Valores Eficientes y los propuestos por UTE

Líneas y Cables (sin intercalarios)	Valores Eficientes		UTE	
	SubUrb	Rural	SubUrb	Rural
Línea 150 kV, doble terna, Finch	342 154	309 308	442 944	400 421
Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen	207 779	187 832	274 625	248 261
Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen (sólo una terna instalada)	187 399	169 409	162 500	146 900
Línea 150 kV, simple terna, Dove, Hawk o Hen	137 521	124 319	187 399	169 409

Líneas y Cables (sin intercalarios)	Valores Eficientes		UTE	
	SubUrb	Rural	SubUrb	Rural
Línea 500 kV, simple terna, 4 x Dove o Grosbeak	301 744	272 776	399 300	360 800
Cable subterráneo 150 kV, 600 A, aislación XLPE	820 398		820 398	

Tabla 20 – Comparación de Precios de Equipos Eficientes en relación a los propuestos por- UTE

Estaciones de 150 kV	Valores Eficientes	UTE
Equipamiento de maniobra		
Secciones 150 kV; intemperie		
Sección de línea o cable 150 kV; barra simple	163 265	175 946
Sección de línea o cable 150 kV; barra doble	187 747	200 759
Sección de línea o cable 150 kV; barra principal/auxiliar	187 747	215 421
Sección transformador 150 kV; barra simple	132 747	132 747
Sección transformador 150 kV; barra doble	155 771	154 679
Sección transformador 150 kV; barra principal/auxiliar	155 771	173 148
Sección acoplador 150 kV	81 685	150 061
Sección de medida 150 kV	34 630	34 630
Secciones 150 kV; GIS		
Sección de línea o cable 150 kV; barra doble	340 578	560 346
Sección transformador 150 kV; barra doble	510 799	510 799
Sección acoplador 150 kV	425 863	425 863
Medida y aterramiento de barras	169 179	169 179
Secciones 60 kV; intemperie		
Sección línea 60 kV; barra simple	98 657	173 699
Sección línea 60 kV; barra doble	132 795	181 251
Sección línea 60 kV; barra principal/auxiliar	132 795	181 251
Sección transformador 60 kV; barra simple	73 817	117 968
Sección transformador 60 kV; barra doble	83 119	123 866
Sección transformador 60 kV; barra principal/auxiliar	83 119	158 595
Sección acoplador 60 kV	68 623	120 834
Sección de medida 60 kV	20 588	25 000
Celdas mampostería 30 kV		
Sección línea o cable 30 kV	42 742	52 865
Sección transformador 30 kV	37 702	45 313
Sección acoplador 30 kV	27 188	27 188
Sección servicios propios 30 kV	9 063	9 063
Sección medida 30 kV	7 552	7 552
Celdas metalclad 30 kV		
Sección línea o cable 30 kV	48 061	66 150
Sección transformador 30 kV	49 231	60 638
Sección acoplador 30 kV	48 466	66 150
Sección servicios propios 30 kV	29 768	29 768
Sección de medida 30 kV	11 025	11 025

Estaciones de 150 kV	Valores Eficientes	UTE
Celdas exterior 30 kV		
Sección línea o cable 30 kV	44 300	61 701
Sección transformador 30 kV	44 839	49 361
Sección servicios propios 30 kV	15 336	15 336
Sección de medida 30 kV	14 156	14 156
Rubros globales, por estación		
Servicios propios, Montevideo	180 710	180 710
Servicios propios, resto del país	128 906	128 906
Puesta a tierra neutro, Montevideo	43 163	43 163
Puesta a tierra neutro, resto del país 150/30 kV	65 544	65 544
Puesta a tierra neutro, resto del país 150/60/30 kV	97 516	97 516
Proyecto de detalle y supervisión del fabricante (pequeña)	60 000	60 000
Proyecto de detalle y supervisión del fabricante (grande)	95 000	95 000
Transformadores de primario 150 kV (valores por MVA)		
Hasta 25 MVA	14 970	14 970
De 26 a 52 MVA	8 626	8 626
Más de 52 MVA	7 550	7 550
Reactores y condensadores (valores por MVar)		
Inductores Serie (Banco trifásico, 1,1 ohms)	87 787	87 787
Reactor "shunt" 30 kV, hasta 10 MVar	9 918	9 918
Reactor "shunt" 30 kV, de 10 a 25 MVar	6 745	6 612
Reactor "shunt" 30 kV, más 25 MVar	3 306	3 306
Banco de condensadores 30 kV, hasta 5 MVar	30 006	30 006
Banco de condensadores 30 kV, de 5 a 20 MVar	15 003	15 003
Banco de condensadores 30 kV, mas de 20 MVar	7 502	7 502
Obra civil de estación		
Estación aislada aire (excluyendo edificio)	20%	20%
Estación GIS	10%	10%
Montaje		
Estación aislada aire	15%	15%
Estación GIS	22%	22%
Cargas sociales	16%	16%
Cargas sociales GIS	23%	23%
Edificios y terrenos		
Edificio Montevideo	384 000	384 000
Edificio, Resto del país	214 000	214 000
Edificio GIS	600 000	600 000
Terreno Montevideo, centro	500 000	500 000
Terreno Montevideo, resto	10 000	10 000
Terreno rural	1 650	1 650
Equipo de maniobra		

Estaciones de 150 kV	Valores Eficientes	UTE
Tramo de línea o transformador 500 kV	5 083 646	5 690 744
Rubros globales, por estación		
Proyecto de detalle y supervisión del fabricante	600 000	600 000
Servicios propios	447 730	447 730
Transformadores de primario 500 kV (valores por MVA)		
Transformador	13 497	13 497
Autotransformador	10 798	10 798
Reactores 500 kV		
Banco de 50 MVar	511 050	511 050
Reactores y condensadores (valores por MVar)		
Reactor "shunt" 30 kV, hasta 10 MVar	2 148	13 999
Reactor "shunt" 30 kV, de 10 a 25 MVar	5 801	9 333
Reactor "shunt" 30 kV, más 25 MVar	4 666	4 666
Banco de condensadores 30 kV, hasta 5 MVar	19 552	31 068
Banco de condensadores 30 kV, de 5 a 20 MVar	13 743	15 534
Banco de condensadores 30 kV, mas de 20 MVar	7 767	7 767
Compensador estático +140/-60 MVar (precio llave en mano, excluido recargos y gastos de importación)	30 000 000	30 000 000
Obra civil de estación (excluyendo edificio)	25%	25%
Montaje	13%	13%
Cargas sociales	16%	16%
Edificios y terrenos		
Edificio	601 703	601 703
Terreno Montevideo, centro	12 800 000	12 800 000
Terreno Montevideo, resto	64 000	64 000
Terreno rural	10 560	10 560
COMUNICACIONES	14 442 996	14 442 996
TELECONTROL	7 231 140	7 231 140

4. CONSIDERACIONES DE LAS OBSERVACIONES REALIZADAS POR UTE

4.1. INTRODUCCIÓN

Analizadas las observaciones presentadas por UTE a los valores de los componentes de las instalaciones de transmisión y luego del intercambio de opiniones con URSEA se concluyó que en el caso de los valores de las líneas de 500 kV y 150 kV merecerían alguna modificación adicional considerando para todas el costo de las servidumbres y para los costos de las líneas de 500 kV la inclusión de los gastos de Administración e Ingeniería.

Por ello se realizó una actualización de los valores de las líneas, mientras que los costos de las estaciones no han sido modificados.

4.2. COSTOS DE LAS LÍNEAS DE TRASMISIÓN

En la tabla N°19 se indican los valores eficientes encontrados para las líneas de transmisión y su comparación con los propuestos por UTE.

A partir de las reuniones que mantuvo URSEA – UTE - MECSA, de los comentarios enviados por UTE, y del análisis de los valores obtenidos como precios de eficientes, se acordó adecuar los valores de líneas en relación a los siguientes conceptos:

a) Gastos de Ingeniería y Administración

Se considera apropiado agregar en concepto de gastos de ingeniería y administración un 10% sobre el precio de las líneas de 500 kV que se estableció en base a la Resolución R11 - 656 de la Licitación Internacional H39519.

b) Servidumbres

Se considera que en los costos de las líneas de 500 kV no está incluido el costo de las servidumbres por lo que se le agregará un 3,8% para zonas rurales y un 15% para zonas suburbanas al precio que se estableció en base a la resolución, en concepto asociado a servidumbre.

Para líneas de 150 kV, dado que no se tiene constancia de que hayan sido incluidos en los costos de obras de otros países se acordó incluir los costos de servidumbre de líneas de 150 kV porcentajes similares a los indicados para 500 kV.

Realizados dichos ajustes, los nuevos valores eficientes resultan los indicados en la siguiente tabla, sin considerar intereses intercalarios. Se incluye en la tabla los valores propuestos por UTE.

Tabla 21 - Comparación de los Precios de líneas entre los nuevos Valores Eficientes y los propuestos por UTE

Líneas y Cables (sin intercalarios)	Valores Eficientes		UTE	
	SubUrb	Rural	SubUrb	Rural
Línea 150 kV, doble terna, Finch	393 478	321 061	442 944	400 421
Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen	238 946	194 970	274 625	248 261
Línea 150 kV, doble terna, Dove, Hawk o Hen (sólo una terna instalada) *	187 399	169 409	162 500	146 900
Línea 150 kV, simple terna, Dove, Hawk o Hen	158 149	129 043	187 399	169 409
Línea 500 kV, simple terna, 4 x Dove o Grosbeak	377 179	310 419	399 300	360 800
Cable subterráneo 150 kV, 600 A, aislación XLPE	820 398		820 8	

(*) Los valores de esta línea no se modificaron pues fueron tomados de valores presentados por UTE.

5. CÁLCULO DEL VALOR NUEVO DE REPLAZO DE TRASMISIÓN

A continuación se detalla los estudios 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 -Uruguay.

Se utilizan los precios de referencia eficientes que surgen del apartado anterior sobre la “Costos Eficientes de Redes de transmisión de Uruguay”.

5.1. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA EL CÁLCULO DE VNR

La metodología aplicada para la determinación del Valor a Nuevo de Reemplazo de las redes de UTE-Uruguay, 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.

La información del inventario ha sido actualizada por UTE a la fecha para la preparación del presente estudio.

5.2. VALOR NUEVO DE REMPLAZO DE TRASMISIÓN

El VNR representa a la cantidad de activos físicos valorizados al costo eficiente de la “unidad constructiva estándar” correspondiente. Las mismas se agruparon conforme al nivel de tensión y tipo de activo, de la siguiente manera:

Tabla 22 - Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

RESUMEN	VNR eficiente	UTE	Diferencias [%]
	VNR (U\$S)		
Estaciones de 500	216 277 514	227 257 800	5%
Estaciones de 150	280 035 598	305 293 004	9%
Líneas de 500	252 257 641	290 805 554	15%
Líneas de 150	533 809 155	645 832 429	21%
TOTAL	1 282 379 938	1 469 188 786	15%